

National Energy
Board



Office national
de l'énergie

Short-term **Natural Gas** Deliverability
from the
Western Canada Sedimentary Basin
2003 - 2005

An **ENERGY MARKET ASSESSMENT** • December 2003



National Energy
Board



Office national
de l'énergie

Short-term **Natural Gas** Deliverability
from the

Western **C**anada **S**edimentary **B**asin
2003-2005

An **ENERGY MARKET ASSESSMENT** • December 2003

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2003 as
represented by the National Energy Board

Cat. No. NE23-82/2003E
ISBN 0-662-35363-3

This report is published separately in both official
languages.

Copies are available on request from:

Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: (403) 292-5576
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:

Library
Ground Floor

Printed in Canada



© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2003
représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE23-82/2003F
ISBN 0-662-75184-1

Ce rapport est publié séparément dans les deux
langues officielles.

Demandes d'exemplaires :

Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5576
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265

**Des exemplaires sont également disponibles à la
bibliothèque de l'Office :**

(rez-de-chaussée)

Imprimé au Canada

T A B L E O F C O N T E N T S

List of Figures and Tables	ii
List of Acronyms, Units and Conversion Factors	iii
Foreword	iv
Overview	v
Chapter 1: Introduction	1
Chapter 2: Background	2
2.1 Western Canada Sedimentary Basin (WCSB)	2
2.2 WCSB Production History	4
Chapter 3: Methodology	6
3.1 Production Decline Analysis	7
3.1.1 Alberta, B.C. and Saskatchewan	7
3.1.1.1 Existing Gas Well Connections	7
3.1.1.2 Future Gas Well Connections	8
3.1.1.3 Solution Gas	10
3.1.2 Southern Territories	10
3.1.3 Coal Bed Methane	10
3.1.4 Special Considerations	10
3.2 Gas Well Drilling Activity and Gas Well Connections	11
3.3 Summary of Methodology	11
Chapter 4: Deliverability Parameters - Results	13
4.1 Decline in Production from Existing Gas Well Connections and Solution Gas	13
4.2 Future Gas Well Connections	13
4.2.1 Performance Parameters for Future Typical Gas Well Connections	13
4.2.2 Number of Future Gas Well Connections	14
Chapter 5: Deliverability Outlook	16
Chapter 6: Conclusions and Implications	18
Glossary	20
Appendices	21

LIST OF FIGURES AND TABLES

Figures

2.1	Western Canada Sedimentary Basin	2
2.2	WCSB Geographic Areas	3
2.3	WCSB Marketable Natural Gas Production by Connection Year	5
3.1	Example of Group Production Decline Plot	7
3.2	Example of Typical Gas Well Connection Production Decline Plot	9
3.3	Production Profiles of Average Gas Well Connections in the WCSB for Recent Years	9
3.4	Gas Well Drilling and Gas Well Connections, WCSB	12
5.1	Outlook for Gas Deliverability from the WCSB	17

Tables

4.1	Production Characteristics for Typical Gas Well Connections – 2003, 2004 and 2005	14
4.2	Projected Gas Well Connections by Geographic Area	15
5.1	WCSB Deliverability Outlook by Geographic Area	16

LIST OF ACRONYMS, UNITS AND CONVERSION FACTORS

Acronyms

B.C.	British Columbia
CBM	Coal Bed Methane
EMA	Energy Market Assessment
NEB	National Energy Board
NE	North East
NW	North West
PSAC	Petroleum Services Association of Canada
SE	South East
SW	South West
WC	West-Central
WCSB	Western Canada Sedimentary Basin

Units

m ³	= cubic metres
Mcf	= thousand cubic feet
MMcf	= million cubic feet
Bcf	= billion cubic feet
m ³ /d	= cubic metres per day
Mcf/d	= thousand cubic feet per day
MMcf/d	= million cubic feet per day
Bcf/d	= billion cubic feet per day

Conversion Factor

1 million m ³	= 35.3 MMcf
--------------------------	-------------

FOREWORD

As part of its mandate under the *National Energy Board Act*, the National Energy Board (NEB or the Board) is required to study and keep under review a broad range of energy matters over which Parliament has jurisdiction. In keeping with this responsibility, the Board continually monitors the supply of all energy commodities in Canada (including electricity, oil, natural gas and natural gas liquids) and the demand for Canadian energy commodities in both export and domestic markets. The Board publishes reports on energy, known as Energy Market Assessments (EMAs), which examine various facets of Canada's energy market. These reports include both long-term assessments of Canada's energy future and specific reports on current and near-term energy market issues.

In addition to its mandate to monitor energy markets in Canada, the Board has specific monitoring responsibilities pursuant to its regulatory responsibilities. The Board is required to monitor Canadian energy markets to ensure that markets are operating such that Canadian energy requirements are being met at fair market prices.

This EMA report, titled *Short-term Natural Gas Deliverability from the Western Canada Sedimentary Basin, 2003-2005*, examines the factors which affect gas supply in the short-term and presents an outlook for deliverability through to the year 2005. The main objective of this report is to advance the understanding of the short-term gas supply situation by examining recent trends in the production characteristics of the Western Canada Sedimentary Basin (WCSB) and applying these trends to provide an outlook for short-term deliverability from the WCSB. Further, this report is an update to the Board's December 2002 EMA, titled *Short-term Natural Gas Deliverability from the Western Canada Sedimentary Basin, 2002-2004*.

During the preparation of this report, a series of meetings and discussions were conducted with natural gas producers, pipeline companies, industry associations and government agencies. The NEB appreciates the information and comments it received.

OVERVIEW

The WCSB is a key source of natural gas supply in North America, serving practically all of Canada's domestic requirements for natural gas and providing export volumes that amount to approximately 15% of total market consumption in the United States. Between the mid-1980s and the late 1990s production from the WCSB grew rapidly, more than doubling from approximately 205 million m³/d (7.3 Bcf/d) in 1986 to just under 453 million m³/d (16.0 Bcf/d) by 1998. Production has not increased significantly since 1998. The basin produced at an all-time high level in 2001 at an average daily production rate of 474 million m³/d (16.7 Bcf/d). In 2002, production decreased slightly to an average daily rate of 466 million m³/d (16.4 Bcf/d). Due to the importance of the WCSB to North American gas supply, there is considerable interest in the outlook for production. The purpose of this report is to provide an outlook for deliverability from the WCSB through to the end of 2005.

This report breaks the WCSB down into areas in which wells have generally common development and production characteristics. The methodology of this EMA involves, for each area, an estimation of future deliverability from already producing wells based on extrapolation of current production trends, and an assessment of the productivity and number of future gas well connections that can be expected over the projection period. Production decline analysis provides a sound basis for the projection of deliverability from already producing wells. The productivity of future gas well connections in each area is estimated with reasonable accuracy using production decline trends evident in wells connected over the past four or five years. The number of future gas well connections is estimated on the basis of industry projections of future gas well drilling in the various areas.

This assessment indicates that the decline rate of the typical gas well for areas across the WCSB has stabilized over approximately the last four years. The initial productivity of the typical gas well connection has also stabilized from the significant decreases that occurred between 1996 and 2000; however, a slight downward trend in this factor is still evident in most areas of the WCSB. Due to the decrease in initial productivity of the typical gas well in the WCSB since 1996, more gas wells are required in the present environment to achieve the levels of deliverability recorded in the past from new gas well connections.

Market conditions over 2003 have been very favourable for the development of gas resources. Industry associations project that gas well drilling in 2003 will amount to approximately 13,900 wells, approximately 4,800 more than the number of gas wells drilled in the WCSB in 2002. Industry associations also project that approximately 11,900 gas wells will be drilled in 2004. The Board anticipates that demand for natural gas will continue to be strong throughout the projection period, and thus expects that the gas well drilling activity projected for 2004 will be repeated in 2005. This level of drilling activity is expected to result in new gas well connections totalling approximately 14,400 in 2003, 13,850 in 2004, and 12,850 in 2005¹.

¹ Despite the same amount of wells expected to be drilled in 2004 and 2005, connections are expected to be higher during the former period due to the carry-over from high drilling activity in late 2003.

Based on these trends, the Board expects that deliverability associated with new gas well connections over the projection period, plus a small but growing contribution from coal bed methane, will approximately offset the decline that will occur in existing production. **The Board projects deliverability from the WCSB to decrease from 462 million m³/d (16.3 Bcf/d) at the end of 2002 to 448 million m³/d (15.8 Bcf/d) by the end of 2005.**

INTRODUCTION

The WCSB is a key source of natural gas supply in North America, accounting for almost one-quarter of the combined production of Canada and the United States (U.S.) in 2002. The WCSB was relied upon to supply almost all of the incremental demand growth in the U.S. from 1986 to 1999, during which time gas exports from Canada more than quadrupled. However, in the last few years, production has flattened out and there was actually a slight decline in 2002.

Due to the WCSB's strategic importance to North American natural gas supply, there is considerable interest in the outlook for production from this basin over the next few years. The purpose of this report is to provide the Board's current outlook for natural gas deliverability from the WCSB to the end of 2005.

In its last report, released in December 2002, the Board projected that deliverability from the WCSB would decline slightly from 470 million m³/d (16.6 Bcf/d) at the end of 2001 to 461 million m³/d (16.3 Bcf/d) at the end of 2002 and then further to 450 million m³/d (15.9 Bcf/d) by the end of 2004. The actual deliverability for the WCSB at the end of 2002 was approximately 462 million m³/d (16.3 Bcf/d). In this EMA, the same methodology as was used in the December 2002 EMA is applied to provide an update of the Board's short-term deliverability outlook.

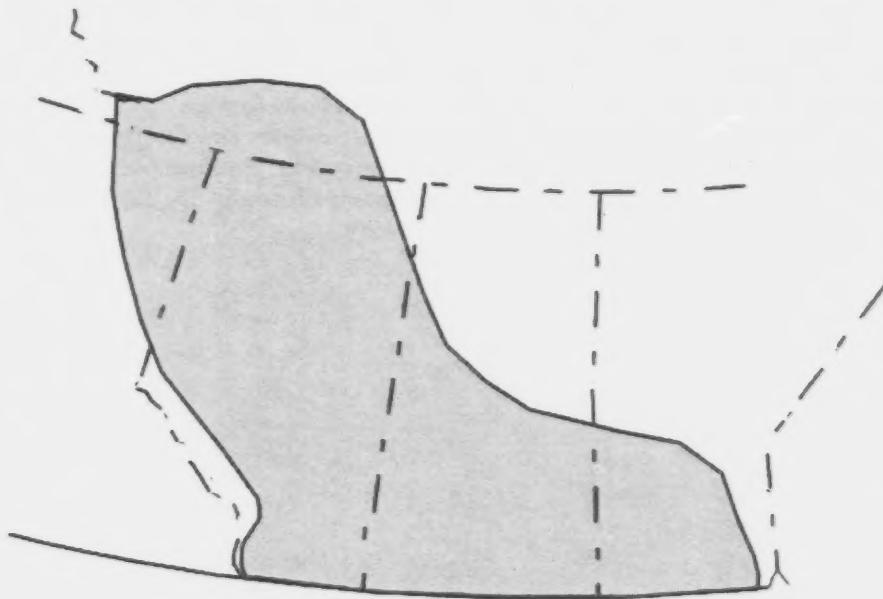
Chapter 2 provides background on the WCSB, including a description of the geographic extent and nature of the basin, a description of the geographic areas comprising the basin that are used in this EMA, and the historical production of the basin. Chapter 3 describes the methodology used in this study. The methodology involves the analysis of production decline trends in the WCSB resulting in parameters quantifying the deliverability expectations from existing wells, and the parameters defining the production characteristics that may be expected from future gas well connections. The procedure for assessing gas development activity over the projection period is also described. Chapter 4 presents the results of this study, detailing the estimated production characteristics for future typical gas well connections, and the number of gas well connections expected over the projection period. The Board's outlook for deliverability from the WCSB is presented in Chapter 5. The conclusions and possible implications of study results are discussed in Chapter 6.

BACKGROUND

2.1 Western Canada Sedimentary Basin

The WCSB includes most of Alberta, significant portions of British Columbia (B.C.) and Saskatchewan, as well as parts of Manitoba and the Yukon and Northwest Territories (Figure 2.1). Within this vast area, the topography and geology vary significantly, thereby influencing the exploration and development strategies of the gas industry. For example, physical access to lands for drilling is essentially unrestricted in the south-eastern part of the basin, which tends to be flat prairie, while in the western part of the basin, adjacent to the Rocky Mountains, access is more difficult. In addition, there tend to be more restricted areas for environmental reasons in the western portion of the basin. Toward the northern end of the basin, areas are often covered with muskeg, so drilling has to be carried out in winter when the ground is frozen. The investment needed to drill a well varies with the topographical characteristics and environmental restrictions of the location. Generally, limitations to access, whether due to topography or environmental restrictions, increase the cost and reduce the amount of drilling and development.

FIGURE 2.1
Western Canada Sedimentary Basin



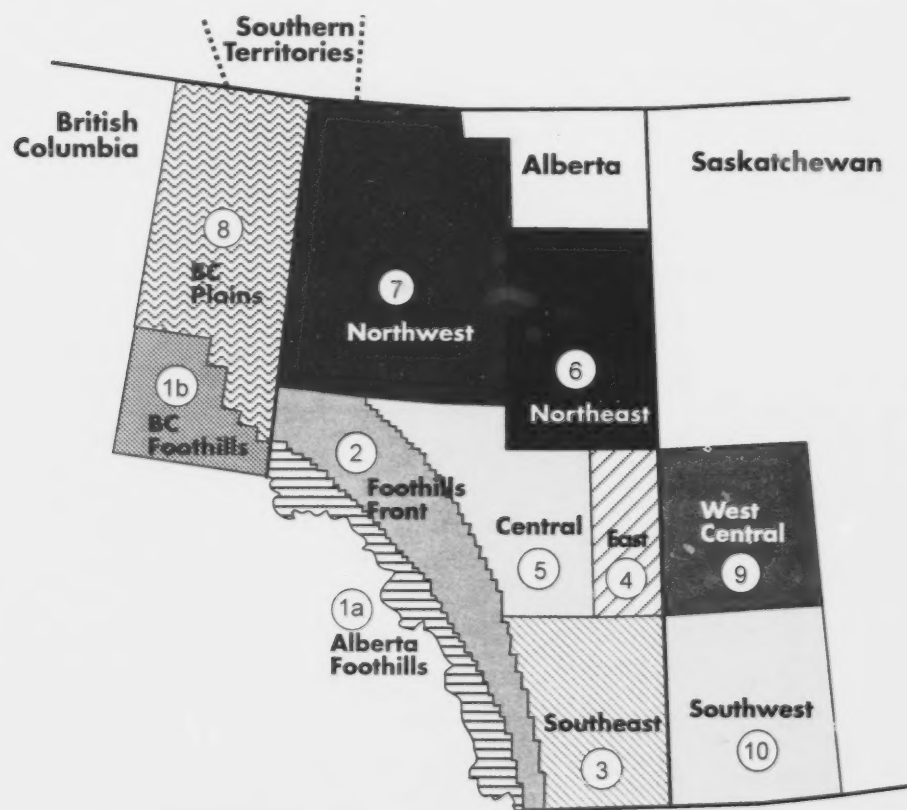
Regional geology can also have a great impact on drilling and costs. Geological formations in the WCSB dip to the SW, resulting in increasing drilling depths and increasing drilling complexity from east to west. Together, these differences in physical access and depths result in very large differences in drilling costs across the WCSB. To illustrate, a shallow well in SE Alberta or SW Saskatchewan may cost less than \$100,000 whereas a deep well in the Foothills may cost more than \$10 million.

Gas recovery and productivity per well also tend to vary according to area. The shallow wells in south-eastern Alberta generally have initial productivity rates of 4.5 thousand m³/d (0.16 MMcf/d). In contrast, the typical well in the B.C. Foothills exhibits initial productivity rates of 225 thousand m³/d (8 MMcf/d).

The large regional differences in physical characteristics within the WCSB require that the basin be divided into smaller areas with similar characteristics for production decline analysis. For this report, the WCSB has been split into gas producing areas following some of the designations developed by the Petroleum Services Association of Canada (PSAC). In addition, PSAC's Foothills area was further subdivided by province (1a - Alberta Foothills and 1b - B.C. Foothills). Finally, this study added the southern Territories for a total of 12 areas (Figure 2.2). Each of these areas was analysed independently and individual deliverability outlooks were generated for each area. Any information presented for a larger area, such as the entire WCSB, is derived by summing the results of the individual areas.

FIGURE 2.2

WCSB Geographic Areas



2.2 WCSB Production History

Figure 2.3 shows the monthly marketable gas volumes produced from the WCSB from 1990 to the present with production volumes split by connection year. The WCSB experienced a large increase in marketable gas production between 1990 and 1998, from an annual average of 303 million m³/d (10.7 Bcf/d) to an annual average of approximately 453 million m³/d (16 Bcf/d). Since 1998, production from the basin has remained relatively level at an annual average just over 453 million m³/d (16 Bcf/d).

The following can be observed from Figure 2.3:

- Decline Rates of Existing Connections

In recent years, the annual decline rate for production from all existing connections has been in the range of 23 percent. At this rate of decline for existing gas well connections, the marketable gas production from the WCSB would decrease over a one year period from 453 million m³/d (16 Bcf/d) to approximately 363 million m³/d (12.8 Bcf/d), without additional supply from new connections.

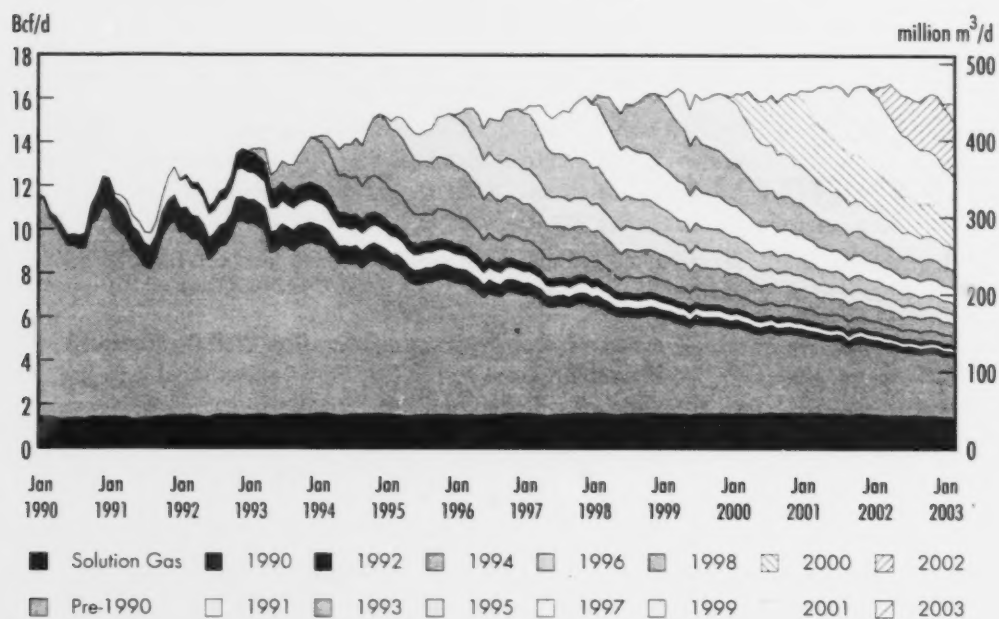
- Large Contribution of New Wells to Current Production

Large volumes of marketable gas production from new gas well connections have been brought on stream every year, making up the loss from declining older wells. These new wells are becoming a substantial portion of total WCSB gas production at any given point in time. In fact, approximately 50 percent of the total marketable gas production over the past several years comes from gas well connections that are less than five years old at that time. Prior to 1998, new connections increased overall production every year. Since 1998, however, production from new connections has been approximately equal to the decline in production from existing connections; thus, total production from the WCSB has remained relatively flat over this period.

Estimation of future deliverability from the WCSB requires an accurate assessment of deliverability from existing wells, and an assessment of the deliverability that will come from future connections. The methodology used in this report to address these factors is detailed in Chapter 3.

FIGURE 2.3

WCSB Marketable Natural Gas Production by Connection Year



Source: GeoScout Well Production Data

METHODOLOGY

The general methodology utilized in this EMA in estimating deliverability for the WCSB through to the end of 2005 can be summarized as follows:

$$\text{Future Deliverability} = (\text{Future Deliverability from Existing Gas Well Connections}) + (\text{Deliverability from Future Gas Well Connections}) + (\text{Solution Gas Deliverability})$$

The above formula is applied to each of the geographic areas identified in Chapter 2 to obtain an estimate of short-term deliverability for the WCSB.

For the purpose of this report, Existing Gas Well Connections are considered to be those brought on stream prior to January 1, 2003, and Future Gas Well Connections are considered to be those brought on stream after January 1, 2003.

To obtain an estimate of **Future Deliverability from Existing Gas Well Connections** in each geographic area, gas well connections were grouped by connection year and production decline analysis was performed to determine the parameters that define the future deliverability of the group.

To estimate the **Deliverability from Future Gas Well Connections**, production decline analysis was performed on production data for the "typical gas well connection" in each geographic area. The analysis done on the typical gas well connections is very similar to that performed for existing gas well connections, except that the focus is more on defining the production characteristics in the earlier stages of production, rather than emphasizing the most recent production history. The trends seen in the historic data were used to establish parameters that define the deliverability to be expected from future gas well connections. The number of gas well connections expected in future years is estimated and applied to the expected productivity of the typical gas well connection of future years to obtain the Deliverability from Future Gas Well Connections.

Solution Gas Deliverability is a minor component of total WCSB deliverability, currently accounting for approximately 8.5 percent of total WCSB natural gas production. Historical natural gas production data was totalled for all oil well connections within each geographic area, and production decline analysis was performed to obtain the parameters which define Future Solution Gas Deliverability.

3.1 Production Decline Analysis

3.1.1 Alberta, B.C. and Saskatchewan

3.1.1.1 Existing Gas Well Connections

Production decline analysis was performed on the geographic areas in Alberta, B.C. and Saskatchewan to obtain parameters necessary to estimate future deliverability. All connections that produced gas and/or oil were categorized as either gas ("gas well connections") or oil ("oil well connections") based on each connection's cumulative production and cumulative gas-oil ratio. The gas well connections within each geographic area were grouped together on the basis of the year in which production first occurred (the "connection year").

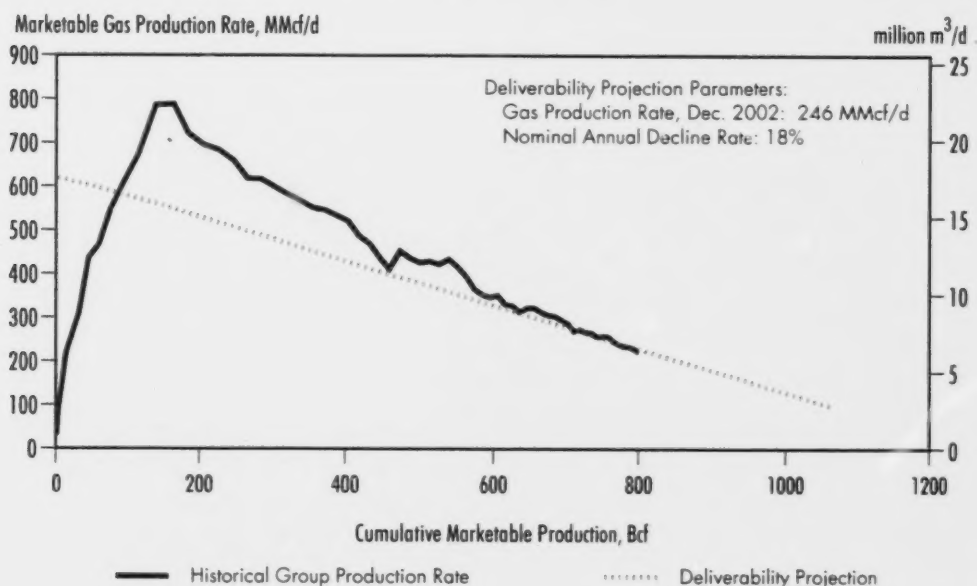
For each grouping of gas well connections (grouped by geographic area and connection year), the total marketable gas production for each calendar month was calculated and a plot of group production rate versus cumulative production was constructed to determine the following parameters for each group:

- group deliverability as of December 31, 2002, and
- current exponential decline rate for the group.

The above parameters can be applied to estimate future deliverability for each grouping of existing gas well connections. Figure 3.1 shows the plot generated for the Alberta Foothills Front area for 1998 as an example of the method used for determining decline parameters for the group. The exponential decline rate is determined as the slope of the line formed by the production history data

FIGURE 3.1

Example of Group Production Decline Plot Alberta Foothills Front Area, 1998 Connection Year



Source: GeoScout Well Production Data

on the plot of production rate vs. cumulative production. The decline rate determined in this manner is the nominal annual decline rate.

3.1.1.2 Future Gas Well Connections

A second production decline analysis was performed on each grouping of gas well connections (grouped by geographic area and connection year) aimed at assessing the performance of the typical gas well connection. This assessment of typical gas well connection performance in past connection years provides the basis for the estimation of the performance of typical gas well connections that will be brought on stream in the future.

For the decline analysis of the typical gas well connection, the production history data for the group is totalled by "normalized month" rather than calendar month. For production relating to any calendar month, the "normalized month" is the number of months between the month when production occurs and the month when production started for the gas well connection. The "normalization" process brings all gas well connections in the group to a common starting point, which is very desirable in the evaluation the typical gas well performance of the group. The group production (summed by normalized month) is divided by the number of gas well connections in the group to obtain a representative production history for the "typical gas well connection" for the group.

For each geographic area and connection year a plot of production rate vs. cumulative production was created and production decline analysis performed to obtain the following parameters:

- initial production rate;
- first decline rate;
- months to second decline rate; and
- second decline rate.

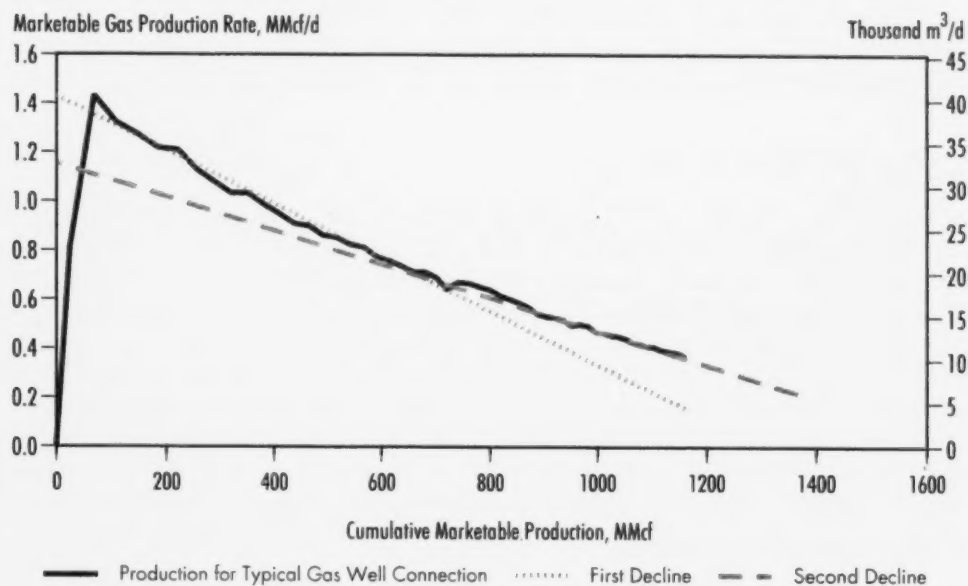
Figure 3.2 provides an example of the type of plot generated in conducting production decline analysis of the typical gas well connection. Figure 3.2 relates to the Alberta Foothills Front area for gas well connections brought on stream in 1998. Plots of this nature were generated for all geographic areas in Alberta, B.C. and Saskatchewan, and for all connection years between 1990 and 2002.

The production decline analysis (as shown in Figure 3.2) performed on the typical gas well connection data results in parameters that define the productivity of typical gas well connections in past years (for details see Appendix 4). To examine the performance of typical gas wells for different connection years, graphs of the nature shown in Figure 3.3 were generated for each geographic area in Alberta, B.C. and Saskatchewan (see Appendix 1). Figure 3.3 is a plot of production rate vs. cumulative production for the typical gas well connections in the WCSB for the past six connection years. The trends evident in this type of plot were used in deriving initial productivity to be applied to future gas well connections in each geographic area.

The production decline analysis of the typical gas well connection in each geographic area thus ultimately produces the parameters that define the productivity of future gas well connections. To assess the total deliverability that will occur from these future connections, an estimate of the number of future gas well connections is also required. The methodology for assessment of the number of future gas well connections is described in section 3.2.

FIGURE 3.2

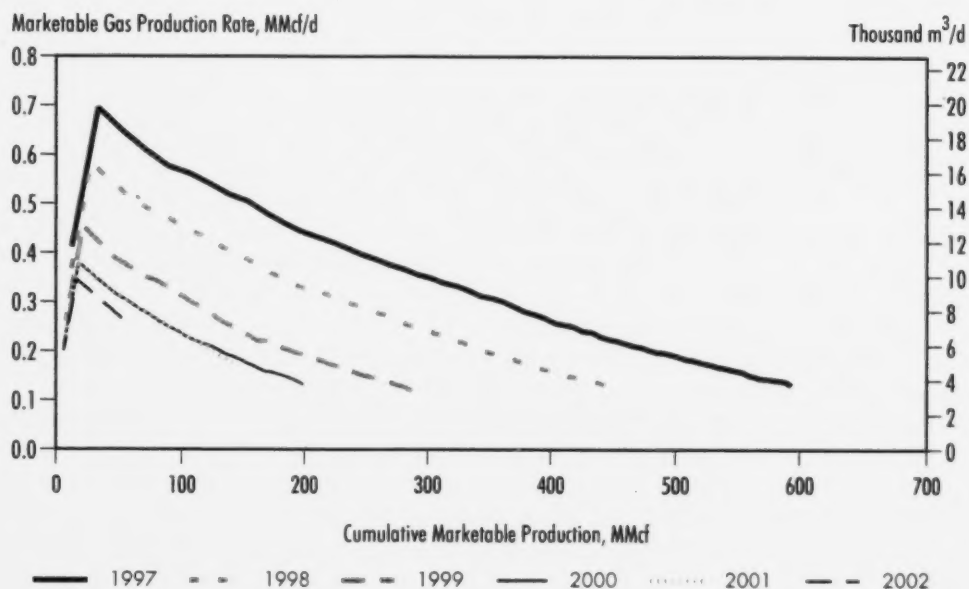
**Example of Typical Gas Well Connection Production Decline Plot
Alberta Foothills Front Area, 1998 Connection Year**



Source: GeoScout Well Production Data

FIGURE 3.3

Production Profiles of Average Gas Well Connections in the WCSB for Recent Years



Source: GeoScout Well Production Data

3.1.1.3 Solution Gas

Solution gas is natural gas produced in conjunction with oil production. Solution gas accounts for only 8.5 percent of total WCSB production, and thus a less rigorous type of analysis is performed to assess solution gas deliverability. To estimate future deliverability of solution gas, a plot of production rate vs. cumulative production was utilized to obtain the current production rate and the decline rate for solution gas in each geographic area in Alberta, B.C. and Saskatchewan.

3.1.2 Southern Territories

The Southern Territories are relatively undeveloped and thus this area is not well-suited to the type of statistical analysis performed on the areas in Alberta, B.C. and Saskatchewan. The Southern Territories involve a small number of areas that produce natural gas located in both the Yukon and Northwest Territories. At present, the Southern Territories produce approximately 2.8 million m³/d (100 MMcf/d) of marketable gas. Production decline analysis was performed on each of the main gas producing areas to determine the future deliverability of existing gas well connections. The deliverability to be expected from future gas well connections was determined using the Board's estimate of future connections and typical connection deliverability parameters that apply to the region.

3.1.3 Coal Bed Methane

Coal bed methane (CBM) has attracted a growing level of attention in recent years. A number of pilot projects are currently underway to determine the commercial viability of this resource. The NEB expects that approximately 350 CBM wells will be drilled in 2003 in various projects in the WCSB. The Board believes that activities to date in the development of CBM in the WCSB have not yet resulted in a clear consensus on the level of success that may be expected in the exploitation of this resource. However, due to the current level of activity and interest in CBM, the large potential of this resource in the WCSB, and the fact that there is some CBM production occurring in the WCSB now, it is appropriate to account for some level of CBM production within the scope of this EMA.

This EMA estimates that coal bed methane activity will increase steadily, from approximately 300 new wells connected in 2003 to 1200 new wells connected in 2005, resulting in total coal bed methane deliverability of approximately 5.7 million m³/d (200 MMcf/d) by year end 2005.

3.1.4 Special Considerations

Ladyfern

In 2000, the prolific Ladyfern gas field was discovered in the B.C. Plains area, and during 2001 and 2002 approximately 40 wells were drilled to fully exploit the discovery. The highly productive Ladyfern wells are very different from the typical new gas well connections in the B.C. Plains region. Due to the number of wells associated with Ladyfern, the anomalously high production rates associated with these wells, and the high decline characteristics of the wells, Ladyfern wells were excluded from the rest of the B.C. Plains area for production decline analysis. A separate production decline analysis was performed on the Ladyfern field, and was later added to the B.C. Plains area projection.

NE Alberta Wells Shut in for Bitumen Conservation

In the summer of 2003, the Alberta Energy and Utilities Board produced a list of 938 gas wells in NE Alberta where continued production represented a potential threat to the recovery of bitumen resources. The wells involved are required to be shut in unless, for any given well, it can be demonstrated that continued production from the well will not harm bitumen recovery. The process of identifying which of the 938 wells are to be exempted from being shut in is in progress as of the writing of this report.

At the end of 2002, the total deliverability from all of these 938 well was approximately 5.95 million m³/d (210 MMcf/d). The Board makes the assumption that approximately 50 percent of the deliverability associated with the 938 wells will be ultimately shut in by the end of 2003. To account for this situation, a correction is applied to the deliverability outlook for the NE Alberta area.

3.2 Gas Well Drilling Activity and Gas Well Connections

New gas well connections contribute a large and critical component to total basin gas production at any given time. To estimate the deliverability associated with new gas well connections, an estimate of individual gas well connection productivity is required as well as an estimate of the number of connections that will be made. In section 3.1.1.2, the methodology for determining typical gas well connection performance parameters for future years was discussed. In this section, the method used in estimating the number of gas well connections in 2003, 2004 and 2005 is described.

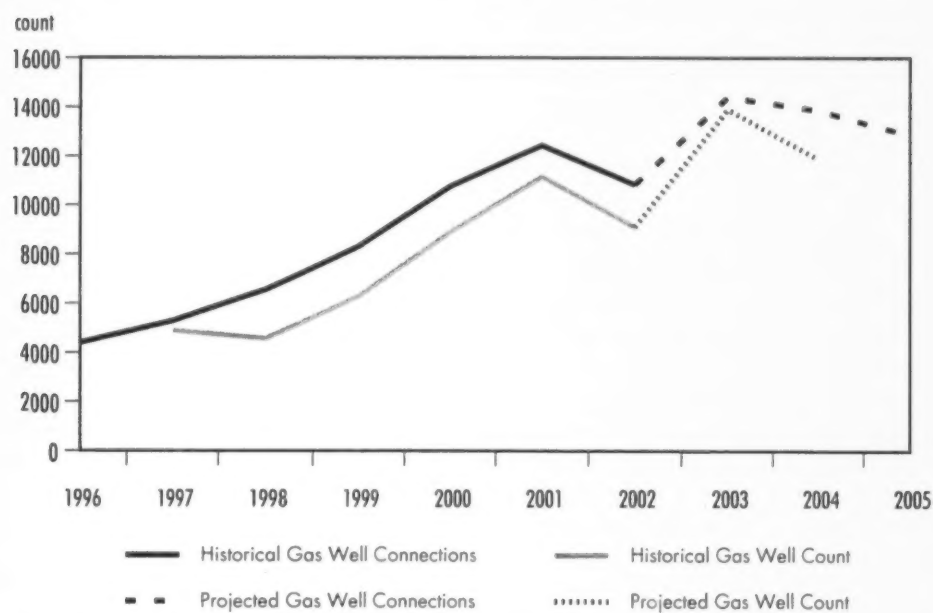
A plot was created for each geographic area showing the number of gas wells drilled in each of the past several years plus an estimate of gas well drilling levels for 2003 and 2004. The "2004 Canadian Drilling Activity Forecast", published by PSAC in October 2003, was used to provide estimates of 2003 and 2004 gas well drilling levels in each of the areas of the WCSB. The number of historical gas well connections for each year was also plotted. Figure 3.4 is an example of this type of plot, and shows the data for the entire WCSB. Graphs similar to that shown in Figure 3.4 were created for each geographic area in Alberta, B.C. and Saskatchewan (see Appendix 2). A reasonable correlation exists between number of gas wells drilled and number of gas well connections made in each year in the various geographic areas. Based on the relationships seen in recent years in each geographic area, a ratio of gas well connections per gas well drilled was selected to be applied to the gas well drilling estimates for 2003, 2004 and 2005 to obtain a projection of gas well connections over those years. Because of the high drilling levels expected in the last quarter of 2003, a portion of the gas well connections associated with drilling that occurred in 2003 were allocated to 2004 in this study.

3.3 Summary of Methodology

This chapter described the methodology utilized in this study to determine future natural gas deliverability. Production decline analysis of each production grouping (by geographic area and connection year) provides parameters that can be used to estimate future deliverability for existing gas well connections. Parameters that describe the performance of future gas well connections are obtained from production decline analysis of the typical gas well connections in each geographic area. Current and historical trends in gas well drilling and gas well connections are analysed to obtain an estimate of gas well connections that will occur in the future. The deliverability contribution of future wells is determined by applying the number of future gas well connections to the expected performance parameters for the future typical gas well connections. In addition, future deliverability of solution gas is obtained using the current production decline trends in each geographic area. An estimate of production for coal bed methane is added to the total WCSB deliverability, in the expectation that steady progress occurs in development of this resource.

FIGURE 3.4

Gas Well Drilling and Gas Well Connections, WCSB



Source: Nickle's Daily Oil Bulletin and GeoScout Well Production Data

DELIVERABILITY PARAMETERS – RESULTS

4.1 Decline in Production from Existing Gas Well Connections and Solution Gas

Production decline analysis resulted in an estimation of production rate as of the end of 2002 and the decline rate currently applicable to that production. These values were determined for each geographic area and connection year for existing gas well connections, and for each geographic area for solution gas. The future deliverability of the existing gas well connections and solution gas is projected on the basis of these parameters. A table listing these parameters is included as Appendix 3. The deliverability projections created from these parameters can be summed up and result in a 22.8 percent overall nominal decline rate over the year 2003 for all existing gas well connections and solution gas in the WCSB.

4.2 Future Gas Well Connections

4.2.1 Performance Parameters of Future Typical Gas Well Connections

Due to the large contribution of recent gas well connections to the total WCSB deliverability at any given time, the level of deliverability to be expected from future gas well connections is a key factor in assessing future deliverability. The production decline analysis described in Chapter 3 provided the basis for the establishment of performance parameters for future gas well connections.

In general, it was found that in each geographic area the first decline rate, the second decline rate and the number of months to the second decline rate were fairly constant in recent years. These typical gas well parameters, observed in recent connection years, were applied without modification to future connection years.

For Initial Productivity, a downward trend was evident over the period 1997 to 2002 for most geographic areas. In general though, the year-on-year decrease in Initial Productivity has lessened considerably over the past few years and in some areas the Initial Productivity appears to have stabilized. Graphs of typical gas well connection performance for recent years for each geographic area are contained in Appendix 1.

The performance parameters for future gas well connections established for each geographic area are shown in Table 4.1.

TABLE 4.1

**Production Characteristics for Typical Gas Well Connections –
2003, 2004 and 2005**

Prov.	Area	First Decline Rate	Months to Start of Second Decline	Second Decline Rate	Initial Productivity					
					2003 Gas Well Connections		2004 Gas Well Connections		2005 Gas Well Connections	
					10 ³ m ³ /d	MMcf/d	10 ³ m ³ /d	MMcf/d	10 ³ m ³ /d	MMcf/d
Alberta	Foothills	0.50	12	0.20	56.63	2.000	56.63	2.000	56.63	2.000
	FH Front	0.50	20	0.25	23.22	0.820	22.65	0.800	22.09	0.780
	SE	0.60	18	0.30	4.39	0.155	4.25	0.150	4.11	0.145
	East	0.60	20	0.30	7.93	0.280	7.65	0.270	7.36	0.260
	Central	0.63	24	0.31	9.49	0.335	9.20	0.325	8.92	0.315
	NE	0.33	27	0.22	7.65	0.270	7.36	0.260	7.08	0.250
	NW	0.55	24	0.32	15.47	0.550	14.87	0.525	14.16	0.500
BC	Plains	0.40	24	0.20	25.49	0.900	24.64	0.870	24.07	0.850
	Foothills	0.20	N/A	N/A	226.54	8.000	226.54	8.000	226.54	8.000
Sask	WC	0.55	18	0.20	6.80	0.240	6.23	0.220	5.66	0.200
	SW	0.46	24	0.24	1.81	0.064	1.76	0.062	1.70	0.060

4.2.2 Number of Future Gas Well Connections

Applying the number of new gas the number of new gas well connections to the performance parameters listed in Table 4.1 generates the deliverability from future gas well connections. The expected number of new gas well connections is obtained by the analysis of industry projections of gas well drilling activity in the WCSB.

As mentioned in Chapter 3, PSAC's "2004 Canadian Drilling Activity Forecast" was used to obtain estimates of 2003 and 2004 gas well drilling levels. In this EMA, gas well drilling activity in 2005 is assumed to be the same as what was projected for 2004 in the PSAC report. The 13,900 gas wells estimated by PSAC for 2003 are a large increase over the 9,100 gas wells drilled in 2002. This projected increase in activity is widespread throughout the WCSB, with the exception of the areas of NE Alberta and East Alberta which are experiencing only marginal increases in gas well drilling. The 2003 drilling levels estimated for the B.C. Plains and SE Alberta areas were particular strong, showing 90 percent and 70 percent increases in gas wells drilled, respectively, compared to 2002 levels. For 2004, the PSAC report estimates that 11,900 gas wells will be drilled in the WCSB, which, though a decrease from 2003, is nevertheless very high drilling activity relative to historical levels. According to the PSAC report, the most significant decreases in drilling activity between 2003 and 2004 are projected to occur in the areas on the eastern side of the WCSB. The Alberta areas of SE, East, NE, and Central, and the two Saskatchewan areas of SW and WC, taken as a whole, are projected to have approximately 1,800 fewer wells drilled in 2004 than 2003. With regard to the shallow gas areas of SE Alberta and SW Saskatchewan, even though there is a decrease in 2004 gas drilling compared to the very high levels of 2003, the projected 2004 drilling levels still amount to high drilling activity relative to the historical levels in these areas. Drilling activity in 2004 in the areas on the western side of the basin is expected to be sustained at levels closer to 2003, with the B.C. Plains area expected to see a slight increase in activity over 2003 gas well drilling levels.

In considering the decrease in the total number of gas wells projected to be drilled in 2004 relative to 2003, the Board observes the increasing focus in drilling activity towards the north and western areas of the WCSB, and particularly towards the B.C. Plains area. The Board also observes that the PSAC report projects less drilling activity for 2004 relative to 2003 for the areas in the eastern portion of the WCSB. In general, wells in the northern and western areas are deeper, more costly, and more productive than wells in the eastern and southern portions of the basin. Thus, the decrease in total

number of gas wells projected to be drilled in 2004 vs. 2003 is partially due to increased drilling emphasis in the north and west areas of the WCSB. The level of drilling projected for 2004 is also tempered by concerns that 2004 price levels may not match those of 2003, resulting in a reduced level of industry cash flow.

In this EMA, the number of gas well connections in each year and each area are estimated primarily based on gas well drilling projections combined with the historical trends in the ratio of gas well connections to gas wells drilled. With the heavy levels of gas well drilling in the last half of 2003, and the expected lag time between completion of drilling operations and the date of first production for gas wells, a portion of the gas well connections attributable to gas wells drilled in 2003 were allocated to 2004 in this EMA. Based on these factors, the Board's projection of gas well connections by area is as shown in Table 4.2.

TABLE 4.2
Projected Gas Well Connections by Geographic Area

Province	Area	Projected Gas Well Connections		
		2003	2004	2005
Alberta	Foothills	77	77	77
	Foothills Front	1273	1274	1202
	SE	6475	6019	5739
	East	576	580	480
	Central	1346	1250	1036
	NE	480	350	330
	NW	1024	1018	963
B.C.	Plains	750	870	825
	Foothills	9	9	9
Sask.	WC	218	194	155
	SW	2170	2215	2041
WCSB Total		14398	13856	12857

DELIVERABILITY OUTLOOK

Combining the level of future gas well connections with the performance expectations from these future gas well connections, and factoring in the decline associated with existing producing wells, the Board derives an estimate of deliverability for each area as shown in Table 5.1.

The key Alberta supply areas of the Alberta Foothills Front and SE Alberta, which together account for almost 43 percent of production from the WCSB, are expected to exhibit relatively stable deliverability over the projection period. The slight decline expected in the Alberta Foothills Front is approximately offset by the small increase in deliverability from SE Alberta. Deliverability from the two Saskatchewan areas is also expected to be practically flat over the projection period. The Alberta Foothills and the B.C. Foothills areas are expected to exhibit increased deliverability over the projection period due to strong drilling activity and the high production rates expected from wells in these two regions. Similarly, in the B.C. Plains area, the increasing level of gas well drilling activity projected for this area is expected to result in steadily increasing deliverability through to the end of 2005. However, growth in deliverability from these three areas is more than offset by the Alberta areas of NE, East, NW and Central which are projected to decline steadily in deliverability over the projection period.

TABLE 5.1

WCSB Deliverability Outlook by Geographic Area

Province	Area	Production December 2002		Year End Deliverability					
				2003		2004		2005	
		10 ⁶ m ³ /d	MMcf/d	10 ⁶ m ³ /d	MMcf/d	10 ⁶ m ³ /d	MMcf/d	10 ⁶ m ³ /d	MMcf/d
Alberta	Foothills	15.1	533	16.5	583	17.3	612	17.9	633
	Foothills Front	119.8	4 229	119.3	4 211	117.8	4 157	114.2	4 030
	SE	78.5	2 771	83.3	2 939	82.7	2 918	80.4	2 839
	East	19.3	680	18.3	645	17.7	625	16.7	588
	Central	46.4	1 638	45.3	1 600	43.2	1 524	40.0	1 410
	NE	34.5	1 218	29.4	1 037	26.0	918	23.4	827
	NW	59.8	2 112	57.3	2 023	55.3	1 954	52.4	1 850
B.C.	Plains	59.9	2 113	60.3	2 129	64.6	2 280	66.5	2 348
	Foothills	8.2	291	8.3	293	8.7	306	9.0	318
Sask.	WC	5.0	178	5.3	188	5.2	185	5.0	177
	SW *	13.1	463	13.7	484	13.9	491	13.7	483
S. Terr.	Terr	2.6	92	2.3	83	3.4	119	2.9	104
WCSB Coal Bed Methane		0.2	6	1.0	35	2.6	92	5.7	202
Total WCSB		462.4	16 324	460.3	16 250	458.4	16 182	447.9	15 810

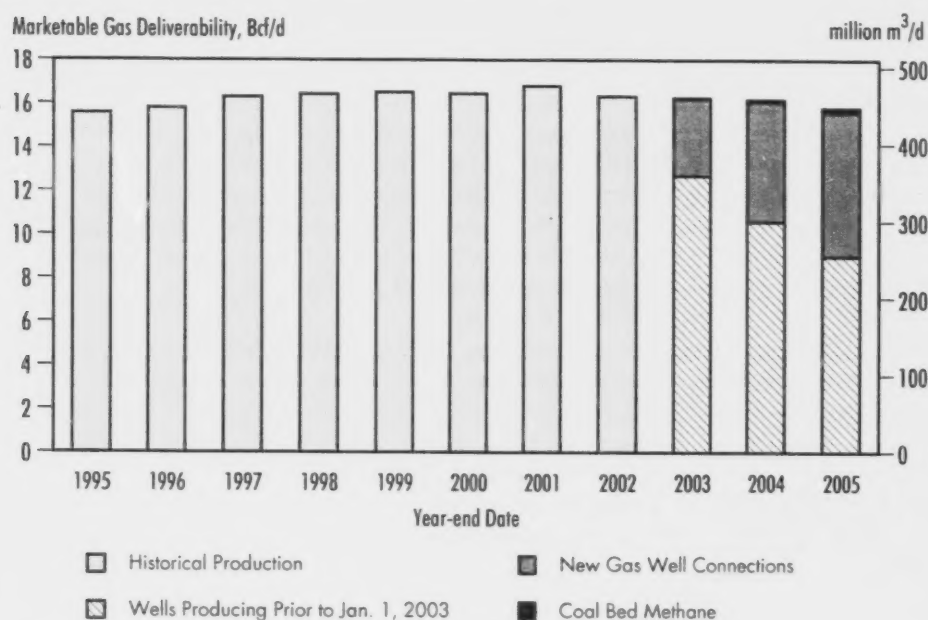
* Note: The deliverability outlook for SW Sask includes volumes for solution gas produced from SE Sask.

Production from the Ladyfern field in the B.C. Plains area had a large impact on WCSB deliverability in the past three years. Discoveries of this nature are quite anomalous in the current supply environment and, hence, the Board is not projecting any other new discovery of this nature over the study period.

By summing up the expected deliverability, the Board's outlook for the WCSB can be portrayed as in Figure 5.1. This outlook shows total deliverability for the WCSB declining slightly over the projection period from 462 million m³/d (16.3 Bcf/d) at the end of 2002 to 448 million m³/d (15.8 Bcf/d) by the end of 2005, with the majority of the decline occurring in 2005.

FIGURE 5.1

Outlook for Gas Deliverability from the WCSB



CONCLUSIONS AND IMPLICATIONS

In its December 2002 EMA, the Board estimated that WCSB deliverability would decline from 470 million m³/d (16.6 Bcf/d) at year end 2001 to 450.5 million m³/d (15.9 Bcf/d) by year end 2004, representing a decrease of 4.3 percent over that three year span. In this EMA, the factors affecting deliverability from the WCSB were investigated, resulting in an update of the Board's outlook of short-term deliverability from the December 2002 EMA.

The overall decline rate of currently producing connections is a major factor in the deliverability expectations from the basin. The overall nominal annual decline rate of gas production from all connections producing at the end of 2002 is estimated to be 22.8 percent over the year 2003. This decline rate in currently producing connections has been roughly the same for each of the past four years. At this level of decline, and at marketable production of approximately 455 million m³/d (16.0 Bcf/d), the reduction in deliverability due to decline in production from currently producing connections for a one year period is about 94 million m³/d (3.3 Bcf/d).

Deliverability associated with new gas well connections serves to offset the declining deliverability of already producing connections. In recent years, deliverability additions due to new gas well connections have been roughly equal to the decline in deliverability of older gas well connections, resulting in a relatively flat production profile for the WCSB since 1998. However, an increasing number of connections have been needed to keep the profile flat. The Board now estimates that new gas well connections in 2003 will total 14,400 which is substantially higher than the level anticipated in the December 2002 EMA. The number of gas well connections for 2004 and 2005 is expected to be 13,850 and 12,850 respectively. The initial productivity of the new gas well connections in 2003 is generally lower than anticipated in the December 2002 EMA and is expected to decline slightly in most areas of the WCSB between 2003 and 2005.

As a result of these recent trends, the Board now projects that deliverability from the WCSB will decline from 462 million m³/d (16.3 Bcf/d) at the end of 2002 to 448 million m³/d (15.8 Bcf/d) by the end of 2005. This represents about a three percent decrease in marketable gas production over that three year span. The large contribution to deliverability from new gas well connections is expected to continue for the projection period, but it will not completely offset the decreasing deliverability from already producing wells.

Implications

The Board believes that the deliverability outlook for the WCSB, in an environment of strong natural gas demand, will contribute to a continuation of the relatively high prices for gas. The relatively high price for natural gas will have an impact on the upstream sector. For example, the high price will promote the exploitation of natural gas resources in the WCSB that have not received attention in the past, and will support high drilling levels.

Untapped small gas pools are believed to exist in abundance in many areas in the WCSB. The high gas price, coupled with the application of improved technology, will make development of smaller gas pools more attractive.

Perhaps more significantly than small gas pools, resources contained in unconventional deposits in the WCSB will be a focus for development. Large accumulations of natural gas have been known to exist in low quality formations for many years, but the lower commodity prices and lesser experience and technical abilities of past years did not permit large scale exploitation. With the relatively high natural gas prices and the continued improvements in technology, the large scale exploitation of such gas resources is beginning. Coal bed methane is an unconventional gas resource of very large magnitude in the WCSB. The currently prevailing gas supply/demand situation has spurred recent efforts aimed at unlocking some of the potential of this resource.

In summary, as a result of a decline rate whereby almost one-quarter of current production must be replaced each year, and lower initial productivities from new wells, the upstream sector must drill flat out just to maintain production levels. Considering the trend of exploitation of increasingly smaller pools, the Board is projecting a three percent decrease in deliverability from the WCSB over the projection period, assuming the continuation of current market conditions. If market conditions change and lower prices prevail for natural gas, then a drop in gas development activity in the WCSB is expected. Those projects which would have been developed under a higher price environment would not proceed, and gas deliverability from the WCSB would decline at a higher rate than projected in this report.

GLOSSARY

2002 EMA	NEB Report published in December 2002 titled <i>Energy Market Assessment, Short Term Natural Gas Deliverability from the Western Canada Sedimentary Basin 2002 – 2004</i> .
Connection Year	The Year associated with the "On Production Date" for a Gas Well Connection or an Oil Well Connection.
Connection	A geological horizon within a Well for which oil and/or natural gas production is reported.
Decline Rate	A term used to describe the decrease in production rate over time as a resource is depleted. It is usually expressed as a percentage per year. The most commonly used form of decline rate is the nominal decline which is the slope exhibited when production rate is plotted against cumulative production. When a linear relationship exists between production rate and cumulative production the decline is referred to as exponential decline.
Deliverability	The amount of natural gas a well, reservoir, storage reservoir or producing system can supply at a given time.
Gas Well Connection	A geological horizon within a Gas Well for which natural gas production has been reported. If the Well Connection has both oil and gas production, the ratio of cumulative gas production to cumulative oil production is used to classify the connection as gas or oil.
Gas Well	A well bore with one or more geological horizons capable of producing natural gas
Marketable Gas	Natural gas that has been processed to remove impurities and natural gas liquids. It is ready for market use.
Oil Well Connection	A geological horizon within a well for which oil production has been reported. If the Well Connection has both oil and gas production, the ratio of cumulative gas production to cumulative oil production is used to classify the connection as gas or oil.
Solution Gas	Natural gas that is produced from an Oil Well Connection.

APPENDICES

Available at

http://www.neb-one.gc.ca/energy/EnergyReports/EMAGasSTDeliverabilityWCSB2003_2005_e.htm

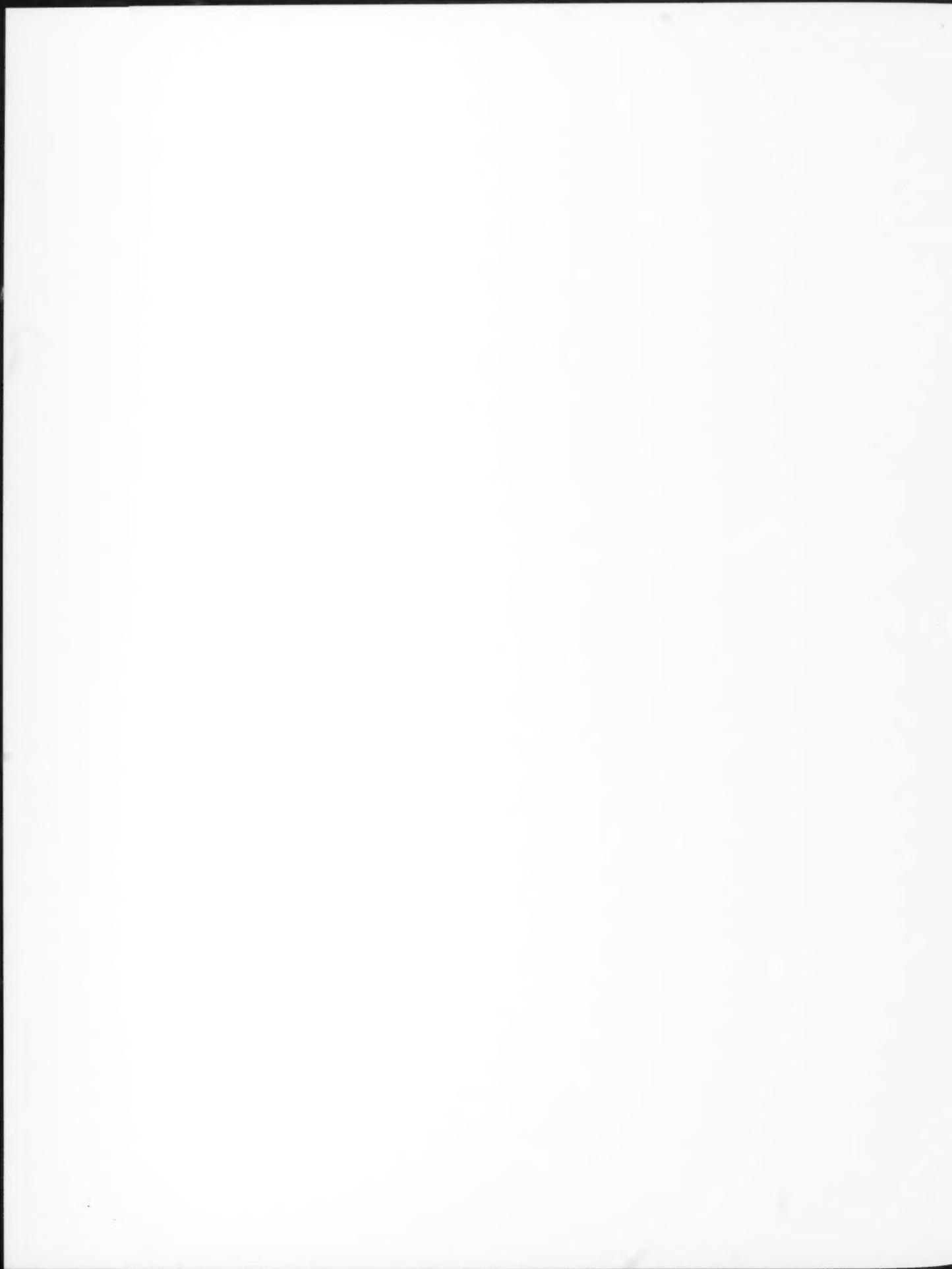
- Appendix 1- Typical Gas Well Connection Performance for Recent Years**
- Appendix 2- Gas Drilling Activity and Gas Well Connections by Geographic Area**
- Appendix 3- Group Performance Parameters Applicable to Existing Production**
- Appendix 4- Historical Performance Parameters for Typical Gas Well Connections**

Office national
de l'énergie



National Energy
Board

Prévisions à court terme concernant
la productibilité de **gaz naturel**
dans le bassin sédimentaire
de l'Ouest canadien, *2003 - 2005*



Office national
de l'énergie



National Energy
Board

Prévisions à court terme concernant
la productibilité de **gaz naturel**

dans le bassin sédimentaire
de l'Ouest canadien, *2003-2005*

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2003
représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE23-82/2003F
ISBN 0-662-75184-1

Ce rapport est publié séparément dans les deux
langues officielles.

Demandes d'exemplaires :

Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5576
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265

**Des exemplaires sont également disponibles à la
bibliothèque de l'Office :**
(rez-de-chaussée)

Imprimé au Canada



© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2003 as
represented by the National Energy Board

Cat. No. NE23-82/2003E
ISBN 0-662-35363-3

This report is published separately in both official
languages.

Copies are available on request from:

Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: (403) 292-5576
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

Liste des figures et des tableaux	ii
Liste des abréviations, des unités de mesure et facteur de conversion	iii
Avant-propos	iv
Tour d'horizon	v
Chapitre 1 : Introduction	1
Chapitre 2 : Contexte	2
2.1 Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien	2
2.2 Production historique	4
Chapitre 3 : Méthode	6
3.1 Analyse de la diminution de la production	7
3.1.1 Alberta, Colombie-Britannique et Saskatchewan	7
3.1.1.1 Raccordements de puits de gaz existants	7
3.1.1.2 Raccordements de puits de gaz futurs	7
3.1.1.3 Gaz dissous	10
3.1.2 Partie sud des Territoires	10
3.1.3 Méthane des gisements houillers	10
3.1.4 Considérations particulières	10
3.2 Activités de forage et raccordements de puits de gaz	11
3.3 Résumé de la méthode	12
Chapitre 4 : Paramètres de productibilité – Résultats	13
4.1 Diminution de la production – Raccordements de puits de gaz existants et gaz dissous	13
4.2 Raccordements de puits de gaz futurs	13
4.2.1 Paramètres de rendement des raccordements de puits de gaz types futurs	13
4.2.2 Nombre de raccordements de puits de gaz futurs	14
Chapitre 5 : Perspectives de productibilité	16
Chapitre 6 : Conclusions et implications	18
Glossaire	20
Annexes	22

Canada

LISTE DES FIGURES ET TABLEAUX

Figures

2.1	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien	2
2.2	Zones géographiques du BSOC	3
2.3	Production de gaz commercialisable dans le BSOC selon l'année de raccordement	4
3.1	Exemple de graphique de la diminution de la production de groupe	8
3.2	Exemple de graphique de la diminution de la production d'un raccordement de puits de gaz type	9
3.3	Profils de production des raccordements de puits de gaz moyens dans le BSOC au cours des dernières années	9
3.4	Forages et raccordements de puits de gaz dans le BSOC	12
5.1	Perspectives de productibilité de gaz dans le BSOC	17

Tableaux

4.1	Caractéristiques de production des raccordements de puits de gaz types - 2003, 2004 et 2005	14
4.2	Raccordements de puits de gaz prévus par zone géographique	15
5.1	Perspectives de productibilité dans le BSOC par zone géographique	16

Abréviations

BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
C.-B.	Colombie-Britannique
C.-O.	Centre-Ouest
ÉMÉ	Évaluation du marché de l'énergie
MGH	Méthane des gisements houillers
N.-E.	Nord-Est
N.-O.	Nord-Ouest
ONÉ	Office national de l'énergie
PSAC	Petroleum Services Association of Canada
S.-E.	Sud-Est
S.-O.	Sud-Ouest

Unités de mesure

m ³	= mètre cube
10 ³ pi ³	= millier de pieds cubes
10 ⁶ pi ³	= million de pieds cubes
10 ⁹ pi ³	= milliard de pieds cubes
m ³ /j	= mètre cube par jour
10 ³ pi ³ /j	= millier de pieds cubes par jour
10 ⁶ pi ³ /j	= million de pieds cubes par jour
10 ⁹ pi ³ /j	= milliard de pieds cubes par jour

Facteur de conversion

1 million m ³	= 35,3 millions de pieds cubes
--------------------------	--------------------------------

AVANT-PROPOS

Dans le cadre de son mandat prévu par la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, l'Office national de l'énergie (l'ONÉ, ou l'Office) étudie les questions ressortissant au Parlement en ce qui concerne les questions relatives au domaine de l'énergie. Dans le cadre de ses responsabilités, l'Office surveille en permanence l'offre des produits énergétiques au Canada (notamment l'électricité, le pétrole, le gaz naturel et les liquides de gaz naturel) ainsi que la demande de produits énergétiques canadiens, tant sur le marché intérieur que sur les marchés d'exportation. L'Office publie des rapports sur l'énergie, communément appelés Évaluation du marché de l'énergie (ÉME), qui portent sur différents aspects du marché de l'énergie au Canada. Ces rapports comprennent à la fois des évaluations à long terme de l'avenir énergétique du Canada et des rapports spécifiques sur les questions actuelles et à venir se rapportant aux marchés de l'énergie.

En plus de son mandat qui consiste à surveiller les marchés énergétiques au Canada, l'Office a des responsabilités spécifiques de surveillance qui découlent de ses responsabilités réglementaires. L'Office doit surveiller les marchés énergétiques du Canada afin de s'assurer que les marchés respectent les exigences du Canada en matière d'énergie à des prix équitables.

La présente ÉME, intitulée *Prévisions à court terme concernant la productibilité de gaz naturel dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, 2003-2005*, examine les facteurs qui influent à court terme sur l'offre de gaz naturel et établit les perspectives de productibilité d'ici à 2005. Elle vise à mieux cerner la situation de l'offre de gaz naturel à court terme en examinant les tendances récentes concernant les caractéristiques de production de gaz naturel dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (le BSOC) et en établissant par extrapolation les perspectives de productibilité à court terme. Elle constitue en outre une mise à jour de l'ÉME publiée par l'Office en décembre 2002 et intitulée *Prévisions à court terme concernant la productibilité de gaz naturel dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, 2002-2004* (Évaluation du marché de l'énergie - Décembre 2002).

Pendant l'élaboration du présent rapport, l'ONÉ a tenu des réunions et des entretiens avec des producteurs de gaz naturel, des sociétés pipelinaires, des associations de l'industrie gazière et des organismes gouvernementaux. Leurs commentaires et renseignements sont fort appréciés.

TOUR D'HORIZON

Le BSOC est une source clé de gaz naturel en Amérique du Nord, et répond pratiquement à tous les besoins domestiques du Canada en matière de gaz naturel; il fournit également des volumes d'exportation qui s'élèvent à environ 15 % de la consommation totale des marchés aux États-Unis. Entre le milieu des années 1980 et la fin des années 1990, la production du BSOC a connu une hausse rapide et a plus que doublé, passant de 205 10⁹m³/j environ (7,3 10⁹pi³/j) en 1986 à un peu moins de 453 10⁹m³/j (16,0 10⁹pi³/j) en 1998. Elle n'a pas beaucoup augmenté depuis 1998. Le bassin a produit à un niveau jamais égalé auparavant en 2001, alors que son taux de production quotidien moyen s'est établi à 474 10⁹m³/j (16,7 10⁹pi³/j). En 2002, la production a légèrement diminué pour s'établir à un taux quotidien moyen de 466 10⁹m³/j (16,4 10⁹pi³/j). À cause de l'importance du BSOC à titre de source d'alimentation en gaz en Amérique du Nord, les perspectives de production présentent un intérêt considérable. Le but du présent rapport est de présenter les perspectives de productibilité dans le BSOC d'ici la fin de 2005.

Le présent rapport divise le BSOC en plusieurs zones dans lesquelles les puits possèdent généralement des caractéristiques de mise en valeur et de production semblables. La méthode suivie pour la présente ÉMÉ comprend, pour chaque zone, une estimation de la productibilité future pour ce qui est des puits déjà producteurs, fondée sur une extrapolation des tendances de production actuelles, ainsi qu'une évaluation de la productibilité et du nombre de raccordements de puits de gaz futurs auxquels on peut s'attendre pendant la période visée par les prévisions. L'analyse de la diminution de la production permet d'obtenir des fondements utiles pour les prévisions de la productibilité des puits déjà producteurs. La productivité des raccordements de puits de gaz futurs dans chaque zone est estimée avec une précision raisonnable à l'aide des tendances à la diminution évidentes concernant les puits raccordés au cours des quatre ou cinq dernières années. Le nombre de raccordements de puits de gaz futurs est estimé selon les prévisions de l'industrie pour le forage de puits de gaz dans les différentes zones.

La présente évaluation indique que le taux de diminution des puits de gaz types pour les zones du BSOC s'est stabilisé au cours des quatre dernières années. La productivité initiale d'un raccordement de puits de gaz type s'est également stabilisée après les diminutions importantes amorcées en 1996 qui ont persisté jusqu'en 2000. Toutefois, une légère tendance à la baisse dans ce secteur est prévue pour la plupart des zones du BSOC. En raison de la baisse de productivité initiale des puits de gaz types dans le BSOC depuis 1996, davantage de puits de gaz sont requis dans cet environnement afin d'atteindre les niveaux de productibilité enregistrés dans le passé pour ce qui est des nouveaux raccordements de puits de gaz.

Les conditions du marché en 2003 ont été très favorables à la mise en valeur des ressources gazières. Les associations de l'industrie prévoient que le nombre de forages de puits de gaz dans le BSOC s'élèvera à environ 13 900 en 2003, ce qui représente une hausse d'environ 4 800 par rapport à 2002. Les associations de l'industrie s'attendent également à ce que le nombre de puits de gaz qui seront forés en 2004 s'élève à environ 11 900. L'Office estime que la demande de gaz naturel continuera

d'être élevée pendant la période visée par les prévisions, et s'attend donc à ce que les activités de forage prévues pour 2004 soient semblables en 2005. Ces activités de forage devraient donner lieu à de nouveaux raccordements de puits de gaz qui totaliseront approximativement 14 400 en 2003, 13 850 en 2004 et 12 850 en 2005¹.

Compte tenu de ces tendances, l'Office prévoit que la productibilité associée aux nouveaux raccordements de puits de gaz dans le BSOC au cours de la période de prévisions, de concert avec la contribution croissante du méthane des gisements houillers, permettront de compenser la diminution de production actuelle. **L'Office prévoit que la productibilité du BSOC subira une baisse, passant de 462 10^m/j (16,3 10^{pi}/j) à la fin de 2002 à 448 10^m/j (15,8 10^{pi}/j) d'ici la fin de 2005.**

¹ Bien que l'on prévoie un même nombre de forages en 2004 et en 2005, les raccordements de 2004 devraient surpasser ceux de 2005 par suite de l'intense activité de forage observée vers la fin de 2003.

INTRODUCTION

Le BSOC est une source clé d'approvisionnement en gaz naturel en Amérique du Nord, et représentait presque le quart de la production combinée du Canada et des États-Unis (É.-U.) en 2002. Le BSOC a permis de répondre à presque toute la demande croissante aux États-Unis de 1986 à 1999, période durant laquelle les exportations de gaz en provenance du Canada ont plus que quadruplé. Toutefois, au cours des dernières années, la production s'est stabilisée et accuse même une légère baisse en 2002.

En raison de l'importance stratégique du BSOC pour ce qui est de l'approvisionnement en gaz naturel en Amérique du Nord, la prévision de la production dans le bassin au cours des prochaines années présente un intérêt considérable. Le but du présent rapport est de présenter les perspectives actuelles de l'Office concernant la productibilité de gaz naturel dans le BSOC d'ici la fin de 2005.

Dans son plus récent rapport, publié en décembre 2002, l'Office indiquait que la productibilité du BSOC connaîtrait une légère baisse pour passer de $470 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($16,6 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) à la fin de 2001 à $461 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($16,3 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) à la fin de 2002, et à $450 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($15,9 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) à la fin de 2004. La productibilité actuelle du BSOC, à la fin de 2002, était d'environ $462 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($16,3 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$). La présente ÉMÉ constitue une mise à jour de l'évaluation précédente de décembre 2002 et s'appuie sur les mêmes méthodes, dans le but d'actualiser les perspectives de productibilité à court terme de l'Office.

Le chapitre 2 présente le contexte de production du BSOC, y compris une description de l'étendue géographique et de la nature du bassin, une description des zones géographiques comprises dans le bassin qui sont visées par la présente ÉMÉ, ainsi que la production historique dans le bassin. Le chapitre 3 décrit la méthode suivie dans l'analyse des tendances à la baisse de production dans le BSOC et présente les paramètres permettant de quantifier les perspectives de productibilité des puits existants, ainsi que les paramètres des caractéristiques de production auxquels on pourrait s'attendre pour les raccordements de puits de gaz futurs. On y décrit également la procédure d'évaluation des activités de mise en valeur des puits de gaz pour la période de prévisions en question. Le chapitre 4 décrit les résultats de la présente étude, de même que les aspects détaillés des caractéristiques de production estimées pour les raccordements de puits de gaz types futurs ainsi que le nombre de raccordements de puits de gaz prévus pour la période. Les perspectives de productibilité de l'Office pour le BSOC sont présentées au chapitre 5. Les conclusions et implications possibles des résultats de la présente étude sont présentées au chapitre 6.

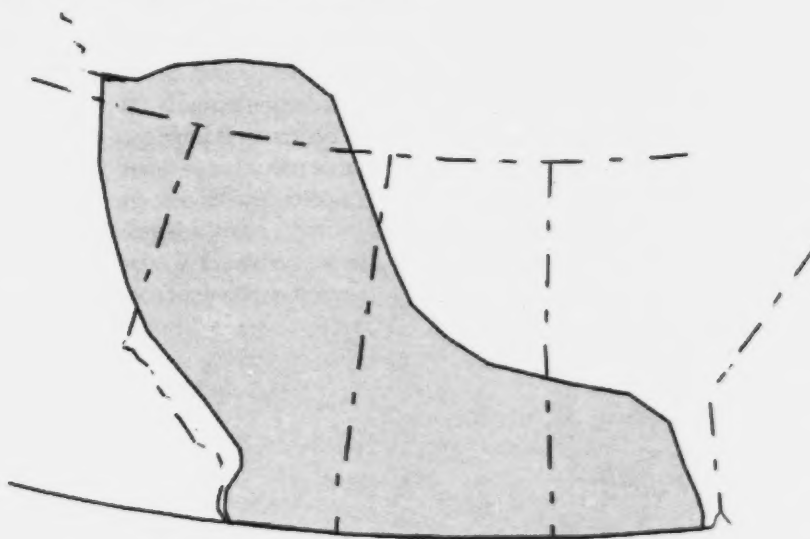
CONTEXTE

2.1 Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien

Le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) s'étend sur la majorité de l'Alberta, sur une bonne partie de la C.-B. et de la Saskatchewan ainsi que sur une partie du Manitoba, du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest (figure 2.1). La topographie et la géologie de cette vaste région varient considérablement, ce qui influe sur les stratégies d'exploration et de mise en valeur de l'industrie gazière. À titre d'exemple, l'accès aux sites de forage est pratiquement illimité dans les prairies généralement planes du sud-est du bassin, tandis qu'il est plus difficile dans l'ouest du bassin, au pied des Rocheuses. En outre, il y a généralement plus de zones à accès limité pour des raisons environnementales dans la partie ouest du bassin. Vers l'extrémité nord, le paysage est souvent dominé par le muskeg, de sorte que les forages doivent avoir lieu en hiver, lorsque le sol est gelé. Par conséquent, l'investissement nécessaire pour forer un puits varie en fonction des caractéristiques topographiques et des restrictions environnementales liées à l'emplacement considéré. En règle générale, un accès restreint, qu'il soit dû à la topographie ou à des restrictions environnementales, entraîne une hausse des coûts et une baisse du niveau des activités de forage et de mise en valeur.

FIGURE 2.1

Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien



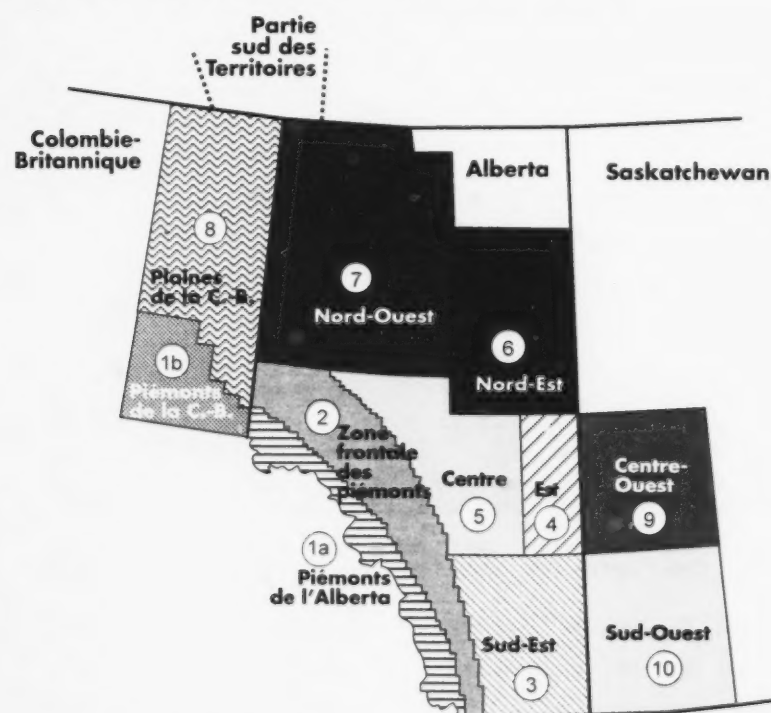
Les caractéristiques géologiques régionales peuvent également influencer considérablement sur les coûts et les activités de forage. Dans le BSOC, les formations géologiques sont orientées vers le sud-ouest de sorte que les profondeurs de forage et la complexité des opérations augmentent d'est en ouest. Ces différences d'accès et de profondeur de forage se traduisent par de très grands écarts des coûts de forage entre les différentes zones du BSOC. Ainsi, un puits peu profond foré dans le sud-est de l'Alberta ou le sud-ouest de la Saskatchewan peut coûter moins de 100 000 \$, tandis qu'un puits profond foré dans les piémonts des Rocheuses peut coûter plus de 10 millions de dollars.

La récupération du gaz et la productivité de chaque puits ont elle aussi tendance à varier selon la zone. Les taux de productivité initiale des puits peu profonds du sud-est de l'Alberta s'établissent généralement à 4 500 m³/j (0,16 10³ pi³/j), alors que les puits types des piémonts des Rocheuses affichent un taux de productivité initiale de 225 000 m³/j (soit 8 10³ pi³/j).

Comme les caractéristiques physiques du BSOC varient énormément d'une zone à l'autre, il convient de subdiviser le bassin en zones de moindre superficie ayant des caractéristiques similaires aux fins des analyses de diminution de la production. Pour les besoins du présent rapport, nous avons divisé le BSOC en zones de production gazière en utilisant en partie les critères établis par la Petroleum Services Association of Canada (PSAC). De plus, la zone des piémonts définie par la PSAC a été subdivisée par province (1a – Piémonts de l'Alberta et 1b – Piémonts de la C.-B.). Enfin, une douzième zone a été établie, soit la partie sud des Territoires (figure 2.2). Nous avons analysé ces zones séparément afin d'établir pour chacune les perspectives de productivité. Toute donnée présentée pour une zone plus vaste, comme l'ensemble du BSOC, correspond à la somme des résultats de toutes les zones qui en font partie.

FIGURE 2.2

Zones géographiques du BSOC



2.2 Production historique

La figure 2.3 illustre les volumes mensuels de gaz commercialisable extrait du BSOC depuis 1990, selon l'année de raccordement. Le BSOC a connu une forte hausse de la production de gaz commercialisable entre 1990 et 1998, passant d'une moyenne annuelle de $303 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($10,7 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$) à environ $453 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($16 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$). Depuis 1998, la production du bassin est demeurée relativement stable, la moyenne annuelle s'établissant à un peu plus de $453 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($16 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$).

La figure 2.3 nous révèle ce qui suit.

- Taux de diminution de la production des raccordements existants

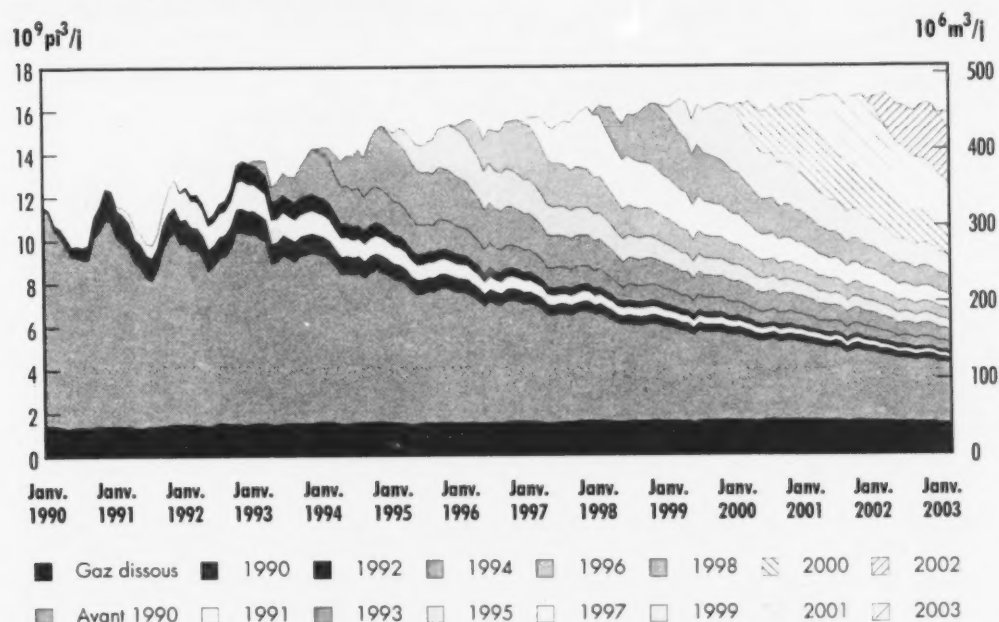
Depuis quelques années, le taux de diminution annuel de la production de tous les raccordements existants est de l'ordre de 23 %. À ce rythme, la production de gaz commercialisable dans le BSOC devrait diminuer en un an, passant de $453 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($16 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$) à environ $363 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($12,8 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$), en l'absence de gaz additionnel provenant de nouveaux raccordements.

- Forte contribution des nouveaux puits à la production actuelle

De grandes quantités de gaz commercialisable sont produites à partir des nouveaux raccordements de puits tous les ans, ce qui compense la perte due à la diminution de la production des anciens puits. Les nouveaux puits représentent maintenant une partie substantielle de la production gazière totale du BSOC, quelle que soit la période visée. De fait, environ 50 % des volumes totaux de gaz commercialisable produits au cours des dernières années proviennent de puits raccordés depuis moins de cinq ans au moment de la production. Avant 1998, les nouveaux raccordements de puits ont permis d'accroître année

FIGURE 2.3

**Production de gaz commercialisable dans le BSOC
selon l'année de raccordement**



Source : GeoScout (données de production de puits)

après année la production globale, mais depuis 1998, la production des nouveaux puits est à peu près équivalente à la diminution de la production des puits existants. Par conséquent, la production totale du BSOC est restée relativement stable au cours de cette période.

Pour estimer la productibilité future du BSOC, il faut évaluer avec précision la productibilité des puits existants et la productibilité des futurs raccordements. La méthode utilisée pour évaluer ces facteurs aux fins du présent rapport est examinée au chapitre 3.

MÉTHODE

La méthode générale utilisée dans la présente évaluation du marché de l'énergie (ÉME) pour estimer la productibilité du BSOC d'ici la fin de 2005 se résume comme suit :

$$\text{Productibilité future} = (\text{productibilité future des raccordements de puits de gaz existants}) + (\text{productibilité des raccordements de puits de gaz futurs}) + (\text{productibilité en gaz dissous})$$

La formule ci-dessus est appliquée à chaque zone géographique précisée au chapitre 2 du présent rapport en vue d'obtenir une estimation de la productibilité à court terme du BSOC.

Pour les besoins de ce rapport, les raccordements de puits de gaz existants sont considérés comme étant ceux qui ont été mis en production avant le 1^{er} janvier 2003 et les raccordements de puits de gaz futurs sont ceux qui ont été mis en service après le 1^{er} janvier 2003.

Pour obtenir une estimation de la **productibilité future des raccordements existants** dans chaque zone géographique, on a regroupé les raccordements de puits de gaz selon l'année de raccordement et effectué une analyse de la diminution de la production afin de déterminer les paramètres qui définissent la productibilité future de ce groupe.

Pour évaluer la **productibilité des raccordements futurs**, on a procédé à une analyse de la diminution de la production à partir des données sur la production pour le « raccordement de puits de gaz type » dans chaque zone géographique. L'analyse menée sur les raccordements de puits de gaz types est fort semblable à celle exécutée pour les raccordements de puits de gaz existants, sauf que l'accent est mis sur la définition des caractéristiques de la production aux premiers stades de production plutôt que sur les données plus récentes sur la production. Les tendances observées dans les données historiques ont servi à établir les paramètres qui définissent la productibilité prévisible pour les raccordements futurs. Le nombre prévu de raccordements de puits de gaz futurs est estimé et appliqué à la productivité prévue pour le raccordement de puits de gaz type des années à venir pour en arriver à la productibilité des raccordements futurs.

La **productibilité en gaz dissous** est une composante mineure de la productibilité totale dans le BSOC; elle représente actuellement environ 8,5 % de la production globale du BSOC. Les valeurs relatives à la production antérieure de gaz naturel ont été additionnées pour tous les raccordements de puits de pétrole dans chaque zone géographique, et une analyse de la diminution de la production a été exécutée pour obtenir les paramètres qui définissent la productibilité future en gaz dissous.

3.1 Analyse de la diminution de la production

3.1.1 Alberta, Colombie-Britannique et Saskatchewan

3.1.1.1 Raccordements de puits de gaz existants

On a effectué une analyse de la diminution de la production pour les zones géographiques de l'Alberta, de la C.-B. et de la Saskatchewan afin de calculer les paramètres nécessaires à l'estimation de la productibilité future. Tous les raccordements qui ont produit du gaz et/ou du pétrole ont été regroupés dans l'une de deux catégories, soit gaz (« raccordements de puits de gaz ») ou pétrole (« raccordements de puits de pétrole ») à partir de la production cumulative et du ratio gaz/pétrole cumulatif de chaque raccordement. Les raccordements de puits de gaz dans chaque zone géographique ont été regroupés selon l'année de la mise en production (« l'année de raccordement »).

Pour chaque groupe de raccordements de puits de gaz (regroupés par zone géographique et par année de raccordement), on a calculé la production totale de gaz commercialisable pour chaque mois civil et tracé un graphique du taux de production du groupe en fonction de la production cumulative afin de déterminer les paramètres suivants pour chaque groupe :

- productibilité du groupe au 31 décembre 2002,
- taux actuel de diminution (courbe exponentielle) du groupe.

On peut appliquer les paramètres ci-dessus pour estimer la productibilité future de chaque groupe de raccordements de puits de gaz existants. La figure 3.1 montre le graphique obtenu pour la zone frontale des piémonts de l'Alberta en 1998 comme exemple de la méthode utilisée pour déterminer les paramètres de la diminution pour le groupe. Le taux de diminution (courbe exponentielle) est déterminé en fonction de la pente de la droite formée par les données sur la production historique sur le graphique du taux de production en fonction de la production cumulative. Le taux de diminution ainsi établi est le taux nominal annuel de la diminution de production.

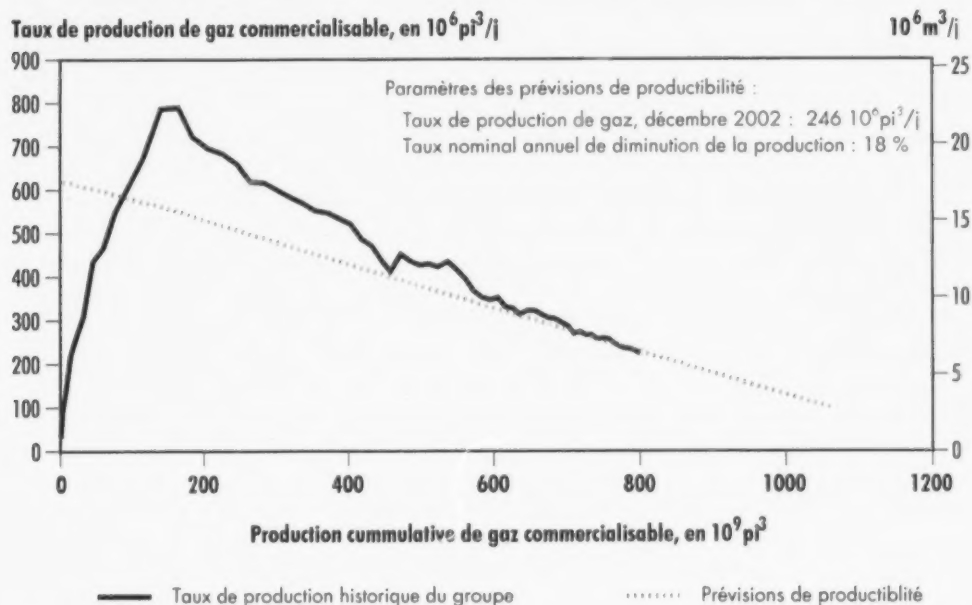
3.1.1.2 Raccordements de puits de gaz futurs

On a mené une deuxième analyse de la diminution de la production pour chaque groupe de raccordements de puits de gaz (groupés selon la zone géographique et l'année de raccordement) en vue d'évaluer le rendement du raccordement de puits type. L'évaluation du rendement des raccordements types dans les années de raccordement antérieures fournit le point de départ pour l'estimation du rendement des raccordements de puits types qui seront mis en production dans l'avenir.

Pour analyser la diminution de la production du raccordement de puits type du groupe, on a additionné les données de production historiques selon le « mois normalisé » plutôt que le mois civil. Pour la production relative à tout mois civil, le mois normalisé est le nombre de mois compris entre le mois où il y a production de gaz et le mois de mise en production de ce raccordement de puits de gaz. Le processus de normalisation permet de regrouper tous les raccordements de puits de gaz du groupe au même point de départ, ce qui est très souhaitable dans l'évaluation du rendement des puits de gaz type du groupe. On a divisé la production du groupe (total par mois normalisé) par le nombre de raccordements de puits de gaz du groupe afin d'obtenir un historique représentatif de la production pour le « raccordement de puits de gaz type » du groupe.

FIGURE 3.1

**Exemple de graphique de la diminution de la production du groupe
Zone frontale des piémonts de l'Alberta, année de raccordement 1998**



Source : GeoScout (données de production de puits)

Pour chaque zone géographique et chaque année de raccordement, on a tracé un graphique du taux de production en fonction de la production cumulée et l'on a analysé la diminution de la production pour obtenir les paramètres suivants :

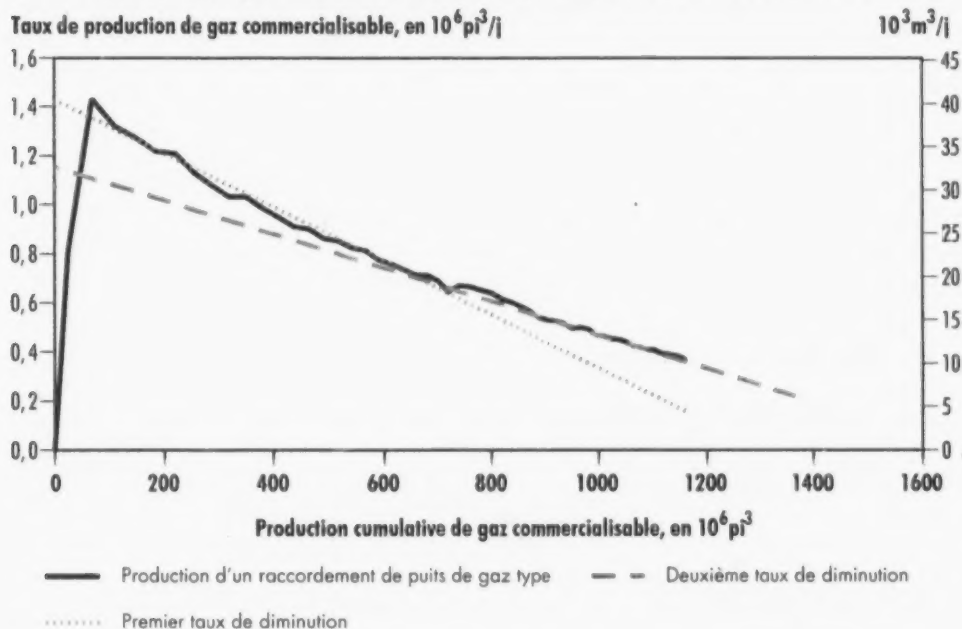
- taux de production initial,
- premier taux de diminution,
- nombre de mois avant le deuxième taux de diminution,
- deuxième taux de diminution.

La figure 3.2 présente un exemple du type de graphique généré au cours d'une analyse de la diminution de la production pour un raccordement de puits de gaz type. La figure 3.2 porte sur la zone frontale des piémonts de l'Alberta pour les raccordements de puits de gaz mis en production en 1998. Des graphiques de ce genre ont été préparés pour toutes les zones géographiques de l'Alberta, de la C.-B. et de la Saskatchewan, et pour toutes les années de raccordement entre 1990 et 2002.

L'analyse de la diminution de la production (figure 3.2) exécutée à partir des données sur les raccordements de puits de gaz types permet d'obtenir des paramètres qui définissent la productivité des raccordements de puits de gaz types au cours des années antérieures (pour plus de détails, voir l'annexe 4). Pour examiner le rendement des puits de gaz types selon l'année de raccordement, on a préparé des graphiques comme celui de la figure 3.3 pour chaque zone géographique de l'Alberta, de la C.-B. et de la Saskatchewan (voir l'annexe 1). La figure 3.3 montre un graphique du taux de production en fonction de la production cumulée des raccordements de puits types dans le BSOC pour les six dernières années de raccordement. On a utilisé les tendances qui ressortent clairement dans ce type de graphique pour calculer la productivité initiale qui doit être appliquée aux raccordements de puits de gaz futurs dans chaque zone géographique.

FIGURE 3.2

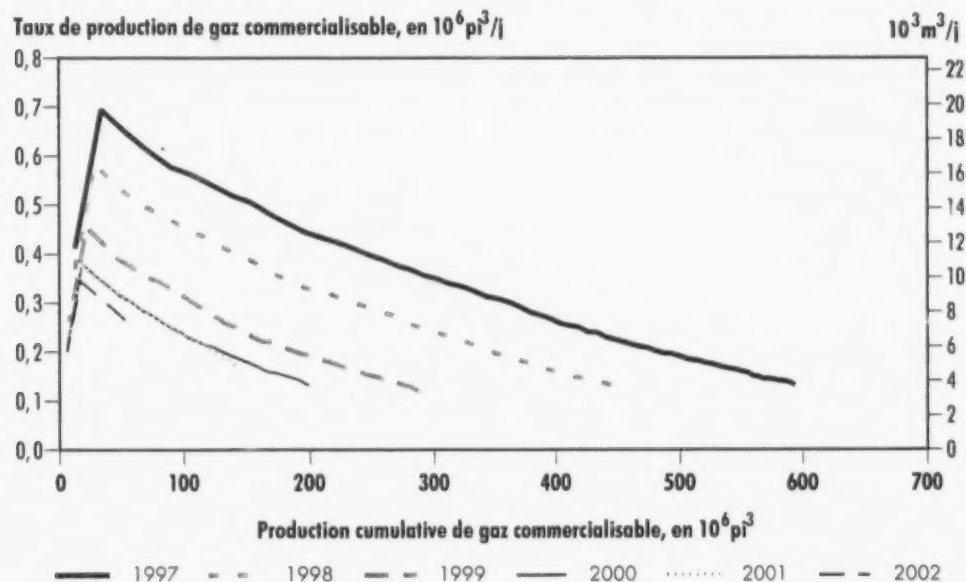
Exemple de graphique de la diminution de la production d'un raccordement de puits de gaz type
Zone frontale des piémonts de l'Alberta, année de raccordement 1998



Source : GeoScout (données de production de puits)

FIGURE 3.3

Profils de production des raccordements de puits de gaz moyens dans le BSOC au cours des dernières années



Source : GeoScout (données de production de puits)

L'analyse de la diminution de la production des raccordements du puits de gaz type dans chaque zone géographique produit donc en bout de ligne les paramètres qui définissent la productivité des raccordements de puits de gaz futurs. Pour évaluer la productivité totale de ces raccordements futurs, on doit aussi estimer le nombre de raccordements de puits de gaz futurs qui seront faits. La méthode utilisée pour évaluer le nombre de raccordements de puits futurs est décrite à la section 3.2.

3.1.1.3 Gaz dissous

Le gaz dissous est du gaz naturel produit conjointement avec la production de pétrole. Le gaz dissous représente seulement 8,5 % de la production totale du BSOC; on a donc fait une analyse moins rigoureuse pour évaluer la productivité de gaz dissous. Pour estimer la productivité future de gaz dissous, on a utilisé un graphique du taux de production en fonction de la production cumulative pour obtenir le taux de production actuel et le taux de diminution de la production de gaz dissous dans chaque zone géographique de l'Alberta, de la C.-B. et de la Saskatchewan.

3.1.2 Partie sud des Territoires

La partie sud des Territoires est relativement peu développée et se prête donc mal au type d'analyse statistique effectuée dans les zones de l'Alberta, de la C.-B. et de la Saskatchewan. Elle comprend un petit nombre de zones gazeuses qui se trouvent à la fois au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest. À l'heure actuelle, cette zone produit environ $2,8 \text{ } 10^9 \text{ m}^3/\text{j}$ ($100 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$) de gaz commercialisable. On a procédé à l'analyse de la diminution de la production pour chaque zone gazière principale afin de déterminer la productivité future des raccordements de puits de gaz existants. La productivité escomptée pour les raccordements de puits futurs a été déterminée à l'aide des estimations de l'Office quant au nombre de raccordements futurs et aux paramètres de productivité des raccordements types applicables à la zone.

3.1.3 Méthane des gisements houillers

Au cours des dernières années, le méthane des gisements houillers (MGH) du BSOC a suscité de plus en plus d'intérêt. Un certain nombre de projets pilotes sont en cours afin de déterminer la rentabilité de l'exploitation commerciale de cette ressource. L'ONÉ s'attend à ce que quelque 350 puits de MGH soient forés en 2003 dans le cadre de divers projets menés dans le BSOC. Selon l'Office, les activités de mise en valeur du MGH menées jusqu'à maintenant dans le BSOC ne permettent pas encore de parvenir à un consensus clair sur le niveau de succès auquel on peut s'attendre dans l'exploitation de cette ressource. Toutefois, étant donné le niveau d'activité et d'intérêt actuel pour le MGH, le grand potentiel de cette ressource dans le BSOC et la production actuelle d'une certaine quantité de méthane dans le BSOC, il est normal que la présente ÉME rende compte d'un certain niveau de production de cette ressource.

Selon cette ÉME, on estime que l'activité liée au MGH augmentera constamment, passant d'environ 300 nouveaux puits raccordés en 2003 à 1 200 nouveaux raccordements en 2005, d'où une productivité totale en MGH de quelque $5,7 \text{ } 10^9 \text{ m}^3/\text{j}$ ($200 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$) d'ici la fin de 2005.

3.1.4 Considérations particulières

Ladyfern

En 2000, le prolifique champ de gaz de Ladyfern a été découvert dans la zone des plaines de la C.-B.; en 2001 et 2002, on a foré une quarantaine de puits afin d'exploiter le plein potentiel de ce nouveau

champ. Les puits de Ladyfern, très productifs, sont très différents des nouveaux raccordements de puits de gaz types de la zone des plaines de la C.-B. Étant donné le nombre de puits associés au champ de Ladyfern, leur taux de production anormalement élevé et leurs caractéristiques de forte diminution, les puits de Ladyfern ont été considérés séparément des autres champs gaziers des plaines de la C.-B. aux fins de l'analyse de la diminution de production. On a procédé à une analyse distincte de la diminution de la production pour le champ de Ladyfern, qui a été ensuite intégrée aux prévisions pour la zone des plaines de la C.-B.

Fermeture de puits du nord-est de l'Alberta pour la conservation du bitume

Au cours de l'été 2003, l'Alberta Energy and Utilities Board a dressé une liste de 938 puits de gaz situés dans le nord-est de l'Alberta dont l'exploitation continue représentait une menace potentielle pour la récupération des ressources en bitume. Les puits en cause doivent être fermés, à moins que l'on puisse démontrer que la production continue d'un puits donné ne nuira pas à la récupération du bitume. Au moment d'écrire ces lignes, le processus visant à déterminer lesquels de ces 938 puits resteront en production est en cours.

À la fin de 2002, la productibilité totale de ces 938 puits était de quelque $5,95 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($210 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$). L'Office présume qu'environ 50 % de la productibilité liée à ces 938 puits disparaîtrait d'ici la fin de 2003. Pour tenir compte de cette situation, on a appliqué un facteur de correction aux prévisions relatives à la productibilité pour la zone du nord-est de l'Alberta.

3.2 Activités de forage et raccordements de puits de gaz

Les nouveaux raccordements de puits de gaz représentent en tout temps une part importante et critique de la production gazière totale du bassin. Pour évaluer la productibilité associée aux nouveaux raccordements, on doit estimer la productivité de chaque raccordement ainsi que le nombre de raccordements qui seront effectués. La section 3.1.1.2 décrit la méthode utilisée pour déterminer les paramètres de rendement des raccordements de puits de gaz types au cours des prochaines années. Dans la présente section, on décrit la méthode utilisée pour estimer le nombre de raccordements de puits de gaz qui seront réalisés en 2003, 2004 et 2005.

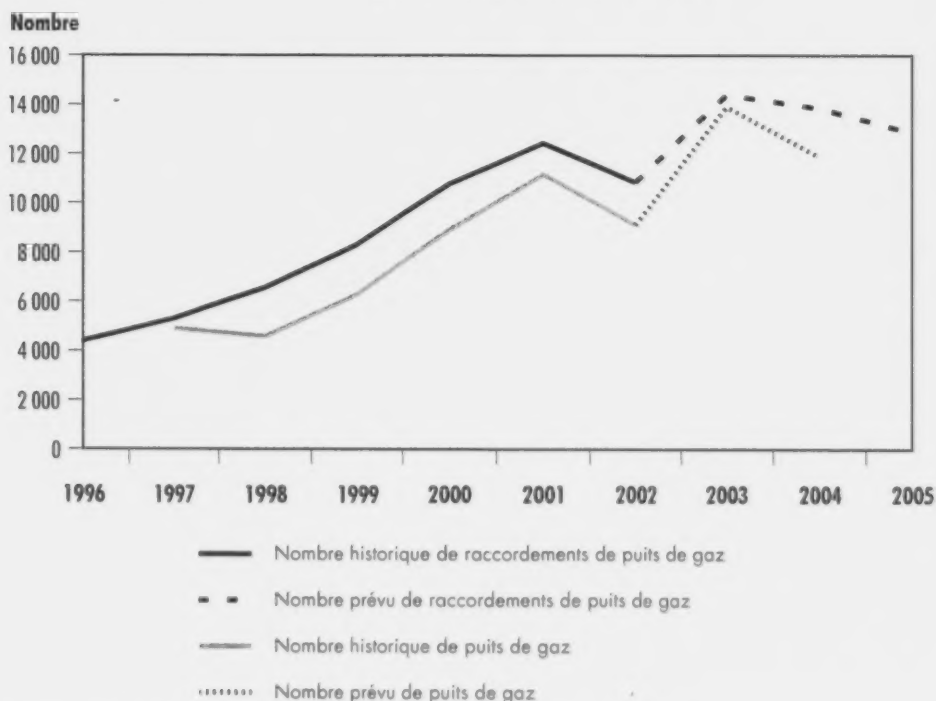
Un graphique a été préparé pour chaque zone géographique, indiquant le nombre de puits forés au cours de chacune des dernières années et le niveau estimatif des activités de forage de puits de gaz en 2003 et 2004. On s'est servi des données du document de la PSAC intitulé *2004 Canadian Drilling Activity Forecast*, qui a été publié en octobre 2003, pour estimer le niveau des activités de forage de puits de gaz en 2003 et 2004 dans chacune des zones du BSOC. Le nombre de raccordements antérieurs pour chaque année a également été porté sur un graphique. La figure 3.4 est un exemple de ce type de graphique et illustre les données pour l'ensemble du BSOC. Des graphiques semblables à celui de la figure 3.4 ont été tracés pour chaque zone géographique de l'Alberta, de la C.-B. et de la Saskatchewan (voir l'annexe 2). Il existe une corrélation logique entre le nombre de puits forés et le nombre de raccordements effectués chaque année dans les diverses zones géographiques. À partir des corrélations établies au cours des dernières années dans chaque zone géographique, on a déterminé un ratio de raccordements par puits de gaz foré, que l'on a appliqué au nombre estimatif de forages en 2003, 2004 et 2005 pour faire une projection des raccordements de puits de gaz au cours de ces années. Compte tenu du haut niveau prévu des activités de forage pendant le dernier trimestre de 2003, une partie des raccordements de puits de gaz associés aux forages effectués en 2003 a été affectée à 2004 dans la présente étude.

3.3 Résumé de la méthode

On a décrit dans le présent chapitre la méthode utilisée dans cette étude afin de déterminer la productibilité future en gaz naturel. L'analyse de la diminution de la production faite pour chaque groupe de production (par zone géographique et année de raccordement) fournit les paramètres qui peuvent servir à estimer la productibilité future des raccordements de puits de gaz existants. Les paramètres qui décrivent le rendement des raccordements futurs sont calculés à partir de l'analyse de la diminution de la production des raccordements de puits types dans chaque zone géographique. Les tendances actuelles et historiques relatives aux forages et aux raccordements sont analysées en vue d'obtenir une estimation des raccordements de puits de gaz qui seront effectués dans l'avenir. Pour déterminer la contribution des futurs puits à la productibilité, on a appliqué le nombre de raccordements futurs aux paramètres touchant le rendement escompté des raccordements de puits de gaz futurs. On obtient aussi la productibilité future en gaz dissous en extrapolant les tendances actuelles relatives à la diminution de la production de chaque zone géographique. Une estimation de la production de méthane de gisements houillers est ajoutée à la productibilité totale dans le BSOC, en supposant qu'il y aura une progression continue de la mise en valeur de cette ressource.

FIGURE 3.4

Forages et raccordements de puits de gaz dans le BSOC



Sources : *Nickle's Daily Oil Bulletin* et *GeoScout* (données de production de puits)

PARAMÈTRES DE PRODUCTIBILITÉ – RÉSULTATS

4.1 Diminution de la production – Raccordements de puits de gaz existants et gaz dissous

L'analyse de la diminution de la production a permis de réaliser une estimation du taux de production à la fin de 2002 et du taux de diminution actuellement applicable à cette production. Ces valeurs ont été déterminées pour chaque zone géographique et année de raccordement pour les raccordements de puits de gaz existants, ainsi que pour chaque zone géographique de production de gaz dissous. La productibilité future des raccordements de puits de gaz existants et de gaz dissous est fondée sur ces paramètres. Ces paramètres sont présentés sous forme de tableau à l'annexe 3. Les prévisions de productibilité créées à partir de ces paramètres peuvent être additionnées et résultent en un taux de diminution nominal global de 22,8 % en 2003, pour tous les raccordements de puits de gaz existants et le gaz dissous dans le BSOC.

4.2 Raccordements de puits de gaz futurs

4.2.1 Paramètres de rendement des raccordements de puits de gaz types futurs

En raison de la contribution importante des raccordements récents de puits de gaz pour ce qui est de la productibilité totale dans le BSOC à n'importe quel moment, le niveau de productibilité auquel on peut s'attendre pour les raccordements de puits de gaz futurs est un facteur clé de l'évaluation de la productibilité future. L'analyse de la diminution de production décrite au chapitre 3 constitue le fondement de l'établissement des paramètres de rendement des raccordements de puits de gaz futurs.

De façon générale, on observe que dans chaque zone géographique, le premier taux de diminution, le deuxième taux de diminution et le nombre de mois avant le début du deuxième taux de diminution ont été assez constants au cours des dernières années. Ces paramètres de puits de gaz types, observés aux cours des dernières années de raccordements, ont été appliqués sans que des modifications aient été apportées aux années de raccordement à venir.

Pour ce qui est de la productibilité initiale, une tendance vers le bas était évidente au cours de la période de 1997 à 2002 dans la plupart des zones géographiques. Cependant, de façon générale, la diminution année après année de la productivité initiale a accusé une baisse considérable au cours des dernières années et dans certaines zones, la productivité initiale semble s'être stabilisée. Des graphiques du rendement des raccordements de puits de gaz types au cours des dernières années pour chaque zone géographique sont présentés à l'annexe 1.

Les paramètres de rendement des raccordements de puits de gaz futurs établis pour chaque zone géographique sont indiqués au tableau 4.1.

4.2.2 Nombre de raccordements de puits de gaz futurs

Le nombre de nouveaux raccordements de puits de gaz en fonction des paramètres de rendement du tableau 4.1 nous donne la productibilité des raccordements de puits de gaz futurs. Le nombre prévu de nouveaux raccordements de puits de gaz est obtenu par l'analyse des prévisions de l'industrie pour les activités de forage de puits de gaz dans le BSOC.

Tel qu'indiqué au chapitre 3, on a utilisé le document intitulé *Prévisions des activités de forage au Canada en 2004* de la PSAC pour obtenir des estimations des niveaux de forage de puits de gaz en 2003 et 2004. Dans la présente ÉME, l'activité de forage des puits de gaz en 2005 devrait être la même que celle qui avait été prévue pour 2004 dans le rapport de la PSAC. Les 13 900 puits de gaz estimés par la PSAC pour 2003 représentent une forte augmentation par rapport aux 9 100 puits de gaz qui ont été forés en 2002. Cette augmentation prévue de l'activité s'étend à l'ensemble du BSOC, à l'exception des zones du nord-est et de l'est de l'Alberta, qui ne connaissent actuellement que de faibles augmentations marginales dans les forages de puits de gaz. Les activités de forage de 2003 estimées pour les plaines de la C.-B. et le sud-est de l'Alberta ont été particulièrement élevées, et représentent des augmentations de 90 % et 70 % pour ce qui est du nombre de puits forés respectivement, comparativement à 2002. Pour 2004, le rapport de la PSAC estime que 11 900 puits de gaz seront forés dans le BSOC, ce qui, en dépit d'une diminution par rapport à 2003, représente néanmoins un niveau d'activité très élevé par rapport aux niveaux antérieurs en ce qui a trait au forage. Selon le rapport de la PSAC, les diminutions les plus importantes pour ce qui est des activités de forage entre 2003 et 2004 devraient survenir dans l'est du BSOC. Dans le sud-est, l'est, le nord-est et le centre de l'Alberta, ainsi que dans le sud-ouest et le centre-ouest de la Saskatchewan, considérés dans leur ensemble, le nombre de puits forés en 2004 devrait être inférieur de 1 800 environ au nombre de puits forés en 2003. Pour ce qui est des zones à gisements de gaz peu profonds du sud-est de l'Alberta et du sud-ouest de la Saskatchewan, en dépit de la diminution des activités de forage de puits de gaz en 2004 comparativement aux niveaux très élevés de 2003, les niveaux de forage prévus pour 2004 demeurent toujours élevés par rapport aux niveaux antérieurs. Les activités de forage en

TABLEAU 4.1

Caractéristiques de production des raccordements de puits de gaz types - 2003, 2004 et 2005

Prov.	Zone	Premier taux de diminution	Nombre de mois avant le début de la deuxième diminution	Deuxième taux de diminution	Productivité initiale					
					Raccordements de puits de gaz en 2003		Raccordements de puits de gaz en 2004		Raccordements de puits de gaz en 2005	
					10 ³ m ³ /j	10 ³ pi ³ /j	10 ³ m ³ /j	10 ³ pi ³ /j	10 ³ m ³ /j	10 ³ pi ³ /j
Alberta	Piémonts	0,50	12	0,20	56,63	2,000	56,63	2,000	56,63	2,000
	Z f. piémonts	0,50	20	0,25	23,22	0,820	22,65	0,800	22,09	0,780
	S.-E.	0,60	18	0,30	4,39	0,155	4,25	0,150	4,11	0,145
	Est	0,60	20	0,30	7,93	0,280	7,65	0,270	7,36	0,260
	Centre	0,63	24	0,31	9,49	0,335	9,20	0,325	8,92	0,315
	N.-E.	0,33	27	0,22	7,65	0,270	7,36	0,260	7,08	0,250
	N.-O.	0,55	24	0,32	15,57	0,550	14,87	0,525	14,16	0,500
C.-B.	Plaines	0,40	24	0,20	25,49	0,900	24,64	0,870	24,07	0,850
	Piémonts	0,20	s/o	s/o	226,54	8,000	226,54	8,000	226,54	8,000
Sask.	C.-O.	0,55	18	0,20	6,80	0,240	6,23	0,220	5,66	0,200
	S.-O.	0,46	24	0,24	1,81	0,064	1,76	0,062	1,70	0,060

2004 dans les zones de l'ouest du bassin devraient être soutenues à des niveaux semblables à ceux de 2003, avec une légère augmentation des niveaux de forage de puits de gaz dans les plaines de la C.-B. par rapport à 2003.

Lors de l'examen de la diminution du nombre total prévu de puits de gaz forés en 2004 par rapport à 2003, l'Office a observé que les activités de forage sont de plus en plus intenses dans le nord et l'ouest du BSOC, et particulièrement dans les plaines de la C.-B. L'Office constate également que le rapport de la PSAC prévoit des activités de forage moins importantes en 2004 qu'en 2003 dans l'est du BSOC. De façon générale, les puits forés dans le nord et l'ouest sont plus profonds, plus coûteux et plus productifs que les puits forés dans l'est et le sud du bassin. Ainsi, la diminution du nombre total de puits de gaz qui devraient être forés en 2004 en comparaison de 2003 est partiellement due aux activités de forage accrues dans le nord et l'ouest du BSOC. Le niveau d'activités de forage prévu pour 2004 est également tempéré par certaines préoccupations à l'effet que les niveaux de prix de 2004 n'atteindraient pas ceux de 2003, ce qui donnerait lieu à une baisse des rentrées nettes de l'industrie.

Dans la présente ÉMÉ, le nombre de raccordements de puits de gaz pour chaque année et pour chaque zone est estimé principalement d'après les prévisions de forage de puits de gaz conjuguées aux tendances historiques du rapport du nombre de raccordements de puits de gaz au nombre de puits forés. Étant donné les niveaux élevés de puits de gaz forés au cours de la dernière moitié de 2003, et le délai prévu qui s'écoule entre l'achèvement des travaux et la date d'entrée en production des puits de gaz, une partie des raccordements attribuables aux puits de gaz forés en 2003 ont été considérés en 2004 dans la présente ÉMÉ. Compte tenu de ces facteurs, le tableau 4.2 présente les prévisions de l'Office sur les raccordements de puits de gaz par zone géographique.

TABLEAU 4.2

Raccordements de puits de gaz prévus par zone géographique

Province	Zone	Raccordements de puits de gaz prévus		
		2003	2004	2005
Alberta	Piémonts	77	77	77
	Z.f. piémonts	1 273	1 274	1 202
	S.-E.	6 475	6 019	5 739
	Est	576	580	480
	Centre	1 346	1 250	1 036
	N.-E.	480	350	330
	N.-O.	1 024	1 018	963
C.-B.	Plaines	750	870	825
	Piémonts	9	9	9
Sask.	C.-O.	218	194	155
	S.-O.	2 170	2 215	2 041
Total BSOC		14 398	13 856	12 857

PERSPECTIVES DE PRODUCTIBILITÉ

Compte tenu des raccordements de puits de gaz futurs et des prévisions de leur rendement, ainsi que de la diminution des puits producteurs existants, l'Office présente des estimations de la productibilité pour chaque zone au tableau 5.1.

La productibilité des zones d'approvisionnement clés de l'Alberta, soit la zone frontale des piémonts et le sud-est de l'Alberta, qui représentent à elles seules presque 43 % de la production dans le BSOC, devrait demeurer relativement stable pendant la période des prévisions. La légère diminution prévue dans la zone frontale des piémonts de l'Alberta est à peu près compensée par la faible augmentation de la productibilité dans le sud-est de l'Alberta. La productibilité des deux zones de la Saskatchewan devrait également demeurer stable pour cette période. Les zones des piémonts de l'Alberta et de la C.-B. devraient connaître une productibilité accrue pour la période de prévisions en raison de l'accroissement de l'intensité des activités de forage et des taux de production élevés des puits auxquels on s'attend pour ces deux zones. De même, dans la zone des plaines de la C.-B., le niveau accru des activités de forage de puits de gaz prévu pour cette zone devrait résulter en une productibilité accrue d'ici la fin de 2005. Toutefois, l'accroissement de productibilité dans ces trois zones sera plus que compensé par les zones du nord-est, de l'est, du nord-ouest et du centre de

TABLEAU 5.1

Perspectives de productibilité dans le BSOC par zone géographique

Province	Zone	Production Décembre 2002		Productibilité prévue à la fin de l'année					
				2003		2004		2005	
		10 ⁶ m ³ /j	10 ⁶ p ² /j	10 ⁶ m ³ /j	10 ⁶ p ² /j	10 ⁶ m ³ /j	10 ⁶ p ² /j	10 ⁶ m ³ /j	10 ⁶ p ² /j
Alberta	Piémonts	15,1	533	16,5	583	17,3	612	17,9	633
	Z.f. des piémonts	119,8	4 229	119,3	4 211	117,8	4 157	114,2	4 030
	S.-E.	78,5	2 771	83,3	2 939	82,7	2 918	80,4	2 839
	Est	19,3	680	18,3	645	17,7	625	16,7	588
	Centre	46,4	1 638	45,3	1 600	43,2	1 524	40,0	1 410
	N.-E.	34,5	1 218	29,4	1 037	26,0	918	23,4	827
	N.-O.	59,8	2 112	57,3	2 023	55,3	1 954	52,4	1 850
	C.-B.	59,9	2 113	60,3	2 129	64,6	2 280	66,5	2 348
C.-B.	Piémonts	8,2	291	8,3	293	8,7	306	9,0	318
	Plaines	59,9	2 113	60,3	2 129	64,6	2 280	66,5	2 348
Sask.	C.-O.	5,0	178	5,3	188	5,2	185	5,0	177
	S.-O. *	13,1	463	13,7	484	13,9	491	13,7	483
Partie sud des Terr.	Terr.	2,6	92	2,3	83	3,4	119	2,9	104
Méthane des gisements houilliers dans le BSOC		0,2	6	1,0	35	2,6	92	5,7	202
Total BSOC		462,4	16 324	460,3	16 250	458,4	16 182	447,9	15 810

* Nota : Les perspectives de productibilité pour le sud-ouest de la Sask. comprennent les volumes de gaz dissous produits dans le sud-est de la Sask.

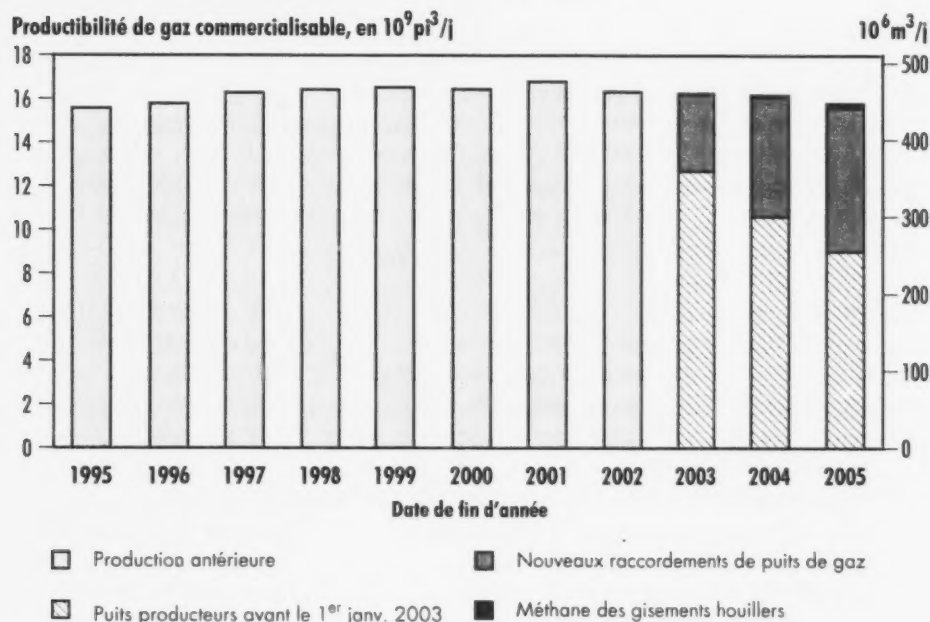
l'Alberta dont la productibilité devrait diminuer de manière stable au cours de la période de prévisions.

La production du gisement Ladyfern dans la zone des plaines de la C.-B. a eu une incidence marquée sur la productibilité dans le BSOC au cours des trois dernières années. Les découvertes de cette nature sont plutôt rares dans cet environnement et, par conséquent, l'Office ne prévoit pas d'autres découvertes importantes de ce type pour la période visée par l'étude.

Le cumul des valeurs de la productibilité prévue permet d'établir les perspectives de l'Office pour le BSOC, tel que le présente la figure 5.1. Ces perspectives montrent que la productibilité totale pour le BSOC diminuera légèrement pendant la période de prévisions en passant de 462 10⁶m³/j (16,3 10⁹pi³/j) à la fin de 2002, à 448 10⁶m³/j (15,8 10⁹pi³/j) d'ici la fin de 2005, et que la majeure partie de la diminution se produira en 2005.

FIGURE 5.1

Perspectives de productibilité de gaz dans le BSOC



CONCLUSIONS ET IMPLICATIONS

Dans son ÉMÉ de décembre 2002, l'Office a estimé que la productibilité du BSOC connaîtrait une diminution en passant de $470 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($16,6 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) à la fin de 2001, à $450,5 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($15,9 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) à la fin de 2004, ce qui représente un recul de 4,3 % sur cette période de trois ans. Dans la présente ÉMÉ, on a examiné les facteurs ayant une incidence sur la productibilité dans le BSOC, ce qui permet à l'Office de mettre à jour ses perspectives à court terme de la productibilité par rapport à l'ÉMÉ de décembre 2002.

Le taux de diminution global des raccordements actuellement producteurs est un des facteurs clés pour ce qui est des perspectives de productibilité dans le bassin. Le taux de diminution nominal annuel global de la production de gaz pour tous les raccordements producteurs à la fin de 2002 est estimé à 22,8 % sur l'ensemble de 2003. Ce taux de diminution dans les raccordements actuellement producteurs a été sensiblement le même pour chacune des quatre dernières années. À ce niveau de diminution, et pour un niveau de production commercialisable d'environ $455 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($16,0 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$), la diminution de la productibilité due à la baisse de production des raccordements actuellement producteurs pour une année est d'environ $94 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($3,3 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$).

La productibilité associée aux nouveaux raccordements de puits de gaz permet de compenser la diminution de productibilité des raccordements actuellement producteurs. Au cours des dernières années, les ajouts de productibilité dus aux nouveaux raccordements de puits de gaz ont été sensiblement égaux à la diminution de productibilité des anciens raccordements de puits de gaz, ce qui a donné lieu à un profil de production relativement neutre pour le BSOC depuis 1998. Cependant, un nombre croissant de raccordements ont été nécessaires pour maintenir ce profil régulier. L'Office estime maintenant que le nombre de nouveaux raccordements de puits de gaz en 2003 s'élèvera à 14 400, ce qui représente une hausse considérable par rapport aux niveaux prévus dans l'ÉMÉ de décembre 2002. Le nombre de raccordements de puits de gaz en 2004 et 2005 devrait être de 13 850 et de 12 850 respectivement. La productivité initiale des nouveaux raccordements de puits de gaz en 2003 est légèrement plus faible que la productivité prévue dans l'ÉMÉ de décembre 2002 et devrait diminuer légèrement dans la plupart des zones du BSOC entre 2003 et 2005.

Suite à l'observation de ces tendances récentes, l'Office prévoit maintenant que la productibilité dans le BSOC connaîtra une diminution, passant de $462 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($16,3 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) à la fin de 2002 à $448 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($15,8 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) d'ici la fin de 2005. Cela représente une diminution d'environ 3 % de la production de gaz commercialisable au cours de cette période de trois ans. L'importante contribution à la productibilité offerte par les nouveaux raccordements de puits de gaz devrait se poursuivre pendant la période de prévision, sans toutefois compenser entièrement la diminution de la productibilité des puits de gaz déjà producteurs.

Implications

L'Office estime que les perspectives de productibilité pour le BSOC, dans un contexte où la demande de gaz naturel est forte, contribueront au maintien des prix élevés du gaz. Le prix relativement élevé du gaz naturel aura une incidence sur le secteur amont. Par exemple, les prix élevés favorisent l'exploitation des ressources de gaz naturel dans le BSOC qui n'ont pas été considérées dans le passé, et favorisent également des niveaux élevés de forage.

On croit qu'il existe une quantité appréciable de petits gisements de gaz non exploités dans le BSOC. Les prix élevés du gaz, conjugués à l'application d'une technologie améliorée, rendront plus attrayante la mise en valeur des gisements de gaz de petite taille.

Encore plus peut-être que les petits gisements de gaz, les ressources contenues dans des gisements non classiques du BSOC feront l'objet d'activités de mise en valeur. On sait depuis des années qu'il existe de grandes accumulations de gaz naturel contenues dans des formations de faible qualité, mais les prix moins élevés du produit de base ainsi que l'expérience et les compétences techniques moindres dans ce domaine par les années passées n'ont pas favorisé leur exploitation à grande échelle. En raison des prix relativement élevés du gaz naturel, et des améliorations continues dans les technologies, l'exploitation à grande échelle de ce type de ressources gazières commence. Le méthane des gisements houillers est une ressource gazière non classique très abondante dans le BSOC. La situation actuelle en matière d'offre et de demande a favorisé des efforts récents visant à exploiter une partie du potentiel de cette ressource.

En résumé, par suite du taux de diminution suivant lequel près du quart de la production actuelle doit être remplacée chaque année en raison de la faible productivité initiale des nouveaux puits, le secteur amont doit forer à fond de train simplement pour maintenir les niveaux de production. Compte tenu des tendances concernant l'exploitation de gisements de plus en plus petits, l'Office prévoit une diminution de 3 % de la productibilité dans le BSOC au cours de la période de prévision, en supposant que les conditions du marché demeurent semblables. Si ces conditions changent et les prix du gaz se mettent à baisser, on assistera à une diminution des activités de mise en valeur des ressources gazières dans le BSOC. Les projets qui auraient été mis en valeur dans un contexte de prix plus élevés ne seront pas lancés, et la productibilité du gaz dans le BSOC connaîtra une diminution plus rapide que celle prévue dans le présent rapport.

GLOSSAIRE

Année de raccordement	Année « d'entrée en production » d'un raccordement de puits de gaz ou de puits de pétrole.
ÉMÉ 2002	Rapport de l'ONÉ publié en décembre 2002, intitulé <i>Évaluation du marché de l'énergie – Prévisions à court terme concernant la productibilité de gaz naturel dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, 2002 – 2004</i> .
Gaz commercialisable	Gaz naturel qui a subi un traitement destiné à en extraire les impuretés et les liquides. Ce gaz répond aux normes de l'utilisation finale.
Gaz dissous	Gaz naturel produit à partir d'un raccordement de puits de pétrole.
Productibilité	Quantité de gaz naturel qui peut être extraite d'un puits, d'un réservoir (gisement), d'un réservoir de stockage ou d'un système de production au cours d'une période donnée.
Puits de gaz	Trou de forage comportant un ou plusieurs horizons géologiques capables de produire du gaz naturel.
Raccordement	Horizon géologique dans un puits pour lequel on a signalé la production de pétrole ou de gaz naturel.
Raccordement de puits de gaz	Horizon géologique d'un puits de gaz pour lequel on a signalé la production de gaz naturel. Si l'on a signalé pour le raccordement du puits à la fois la production de pétrole et de gaz naturel, le rapport de la production cumulative de gaz à la production cumulative de pétrole est utilisé pour classer le raccordement dans la catégorie gaz ou pétrole.
Raccordement de puits de pétrole	Horizon géologique d'un puits pour lequel on a signalé la production de pétrole. Si l'on a signalé pour le raccordement du puits à la fois la production de pétrole et de gaz naturel, le rapport de la production cumulative de gaz à la production cumulative de pétrole est utilisé pour classer le raccordement dans la catégorie gaz ou pétrole.

Taux de diminution

Terme utilisé pour exprimer la diminution du taux de production dans le temps, à mesure que la ressource s'épuise. Il est habituellement exprimé en pourcentage par année. Les acceptions les plus courantes sont le taux nominal de diminution, soit la pente d'une courbe exponentielle du taux de production en fonction de la production cumulative. Dans une relation linéaire du taux de production en fonction de la production cumulative, la diminution est appelée diminution exponentielle.

ANNEXES

Consulter sur Internet au

http://www.neb-one.gc.ca/energy/EnergyReports/EMAGasSTDdeliverabilityWCSB2003_2005_f.htm

- Annexe 1- Rendement des raccordements de puits de gaz types au cours des dernières années**
- Annexe 2- Activités de forage et raccordements de puits de gaz par région géographique**
- Annexe 3- Paramètres de rendement par groupe applicables à la production existante**
- Annexe 4- Paramètres de rendement historiques des raccordements de puits de gaz types**

Canada